# VII CONGRESO SMART GRIDS

Madrid, 16 diciembre 2020

## LIBRO DE COMUNICACIONES

ORGANIZA:

GRUPOTECMARED

CO-ORGANIZA:

FutuRed

COMUNICA:

SMARTGRIDSINFO.es
Todo sobre Redes Eléctricas Inteligentes

APOYO INSTITUCIONAL:

MADRID

VII CONGRESO SMART GRIDS
Madrid, 16 diciembre 2020

# LIBRO DE COMUNICACIONES

## VII Congreso Smart Grids

## 16 Diciembre 2020

Organizado por:

GRUPOTECMARED

Co-organizado por:

FutuRed

Editado por:

Grupo Tecma Red S.L.
C/ Jorge Juan 31, 1º izqda.
28001 Madrid, España
Tel: (+34) 91 577 98 88

Email: info@grupotecmared.es
Web: www.grupotecmared.es

ISBN: 9798581946923
Copyright: © 2020 Grupo Tecma Red S.L.

Todos los derechos reservados por Grupo Tecma Red S.L. Queda prohibida la reproducción total o parcial de todos los contenidos de este libro bajo cualquier método incluidos el tratamiento digital sin la previa y expresa autorización por escrito de Grupo Tecma Red S.L.

# INTRODUCCIÓN - GRUPO TECMA RED

El VII Congreso Smart Grids se celebra en un momento de máximo interés tras la reciente aprobación de los nuevos marcos normativos en materia de energía, que aspiran a impulsar la reactivación económica y la transición energética en nuestro país, además de potenciar las redes eléctricas inteligentes como un elemento clave en ese proceso de transformación energética.

Como novedad en esta edición, el formato del congreso es por primera vez 100% online, y ha sido diseñado para proporcionar una experiencia rica y participativa para todos los congresistas. Con ese objetivo, se ha creado una página única que incluye: el streaming del congreso, un chat para fortalecer el networking e intercambio de conocimiento, potenciando la interacción entre asistentes y ponentes, y la posibilidad de descargar, tanto el libro de comunicaciones, como todas las ponencias del evento.

El Congreso, ya posicionado como el principal foro profesional del sector de las redes eléctricas inteligentes en España, es un encuentro multidisciplinar para la exposición y debate sobre la actualidad y el futuro desarrollo del sector de las Smart Grids en nuestro país. Aborda los aspectos clave que afectan a las Smart Grids desde un punto de vista integral, tocando aspectos técnicos, normativos, estratégicos, económicos, sociales, oportunidades de negocio, etc.

Además, está dirigido a todos los profesionales relacionados con la cadena de valor del sector, desde la planificación, diseño, construcción y gestión de las redes eléctricas inteligentes, hasta la operación y mantenimiento, incluyendo todos los servicios relacionados y sistemas interconectados. Este enfoque multidisciplinar e integral, permite a los congresistas obtener una visión global del momento actual y la proyección futura de la digitalización de las redes eléctricas y su evolución como consecuencia de esta, además de generar un diálogo e intercambio de conocimiento con los actores más relevantes y destacados del sector.

El Congreso cuenta con un Comité Técnico formado por cerca de 50 miembros, expertos que representan a las Administraciones Públicas, Colegios Profesionales, Asociaciones, Centros Tecnológicos, etc. más relevantes del mercado español. El Comité Técnico es el encargado de definir las temáticas del llamamiento de comunicaciones, valorar todas las comunicaciones recibidas, seleccionar aquellas que se presentan de forma oral en el congreso y las que se publican en este Libro de Comunicaciones. Además, propone los temas de Mesas Redondas y, muchos de sus miembros, participan de forma activa durante la celebración del Congreso.

El llamamiento de comunicaciones para el VII Congreso Smart Grids se lanzó en julio 2020. Las áreas temáticas para esta edición han sido: Equipos Avanzados, Control, Operación, Protección, Calidad del Suministro y Gestión de Activos en las Redes Eléctricas de Transporte y de Distribución; Modelos de Flexibilidad y Mercado: Agregación de la Demanda, Integración de Energías Renovables, Generación Distribuida, Almacenamiento, Microrredes e Interconexión de Redes Eléctricas y no Eléctricas, Comunidades Locales de Energía y Distritos de Energía Positiva; La revolución en la Baja Tensión: Automatización de Red, Usuario Activo, Vehículo Eléctrico, Autoconsumo, Ciudades, Edificios Inteligentes y APPs; Digitalización Tecnologías Disruptivas: Analítica de Datos, Gestión de Activos, IoT, Inteligencia Artificial, Robótica, Ciberseguridad, Blockchain, Digital Twins, Realidad Mixta y Aumentada, Drones, Electrónica de Potencia, etc; y Las Redes Eléctricas en el contexto de las Políticas de Energía y Clima: PNIEC, Cambio Climático, Economía Circular, Objetivos de Desarrollo Sostenible y Transición Justa. En total se han recibido 44 comunicaciones finales, y después de la valoración por parte del Comité Técnico, se optó por publicar todas las comunicaciones finales en este Libro y fueron seleccionadas 13 para ser presentadas de forma oral en el Congreso.

El programa incluye además una Ponencia Inaugural impartida por el IDAE, donde se expone el “El papel de las Redes Eléctricas Inteligentes en la Transición Energética en España” y las políticas y estrategias necesarias para alcanzar ese objetivo. Fomentando el debate, se complementa con tres Mesas Redondas. La primera “La digitalización de la baja tensión y su integración en las smart grids", se centrará en un tema imprescindible para conseguir una digitalización total de las redes eléctricas. La segunda mesa, será un análisis multidisciplinar sobre las “Comunidades energéticas: Nuevos modelos de consumo compartido” y su revolucionaria perspectiva del consumo energético. Finalmente, la tercera mesa redonda, denominada “Retos y oportunidades del almacenamiento en las redes eléctricas inteligentes”, profundizará en este tema clave para poder abordar cambios estratégicos en nuestro modelo energético. Las tres mesas cuentan con expertos destacados que aportan conocimiento único en los diferentes temas.

El VII Congreso Smart Grids está organizado por Grupo Tecma Red y co-organizado por FutuRed. Colaboran en su promoción y difusión más de 50 organismos e instituciones. Además, el evento cuenta con el Patrocinio Oro de Schneider Electric, y el Patrocinio Plata de Lacroix.

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a todas estas entidades y a las personas que las constituyen, que han colaborado en la organización y promoción, y han apostado por este Congreso. También, destacar que, el VII Congreso Smart Grids y este Libro de Comunicaciones, son el resultado de la implicación de numerosos profesionales que han querido compartir sus experiencias y conocimientos a través de las comunicaciones que han enviado al Congreso.

Además, merecen un especial agradecimiento los miembros del Comité Técnico, por su tiempo y esfuerzo dedicado a proponer contenidos, valorar comunicaciones y participar en las reuniones para definir el excelente programa del evento.

Y, finalmente, nuestra gratitud hacia todos los congresistas, por vuestro interés en participar en esta séptima edición del Congreso.

Madrid, Diciembre 2020

**Stefan Junestrand**
Director VII Congreso Smart Grids
Director General Grupo Tecma Red

# INTRODUCCIÓN - FUTURED

El sector energético y concretamente el sector eléctrico está viviendo un proceso de transformación sin precedentes motivado por la Transición Energética que, sin duda, se acelerará al ser identificado como uno de los sectores de actividad clave en el Plan de Recuperación, Transición y Resiliencia de la Economía Española presentado por el Gobierno de España el 7 de Octubre de 2020. Este plan está inspirado en la Agenda del Cambio, en la Agenda 2030 y en los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas, y prevé movilizar en los próximos tres años el 50% de los recursos con los que cuenta España en el marco Next Generation EU.

El Plan Nacional de Recuperación, Transformación y Resiliencia de la Economía Española se ha estructurado entorno a diez políticas tractoras que van a incidir directamente en aquellos sectores productivos con mayor capacidad de transformación de nuestro tejido económico y social, y que sirven como palanca de reforma estructural para un crecimiento sostenido e inclusivo.

Una de estas políticas tractoras, la "Transición energética justa e inclusiva", está directamente relacionada con las redes eléctricas inteligentes ya que destinará, el 9% de los recursos a aprovechar el potencial de nuestro país para posicionarse estratégicamente como líderes de la renovación energética. Por lo tanto, el Plan Nacional de Recuperación, Transformación y Resiliencia va a ser motor de inversiones en las redes eléctricas inteligentes.

España, parte con una gran ventaja para acometer la transición energética porque sus redes de distribución y transporte son un caso de éxito a nivel europeo por su robustez, fiabilidad, bajo coste y alto nivel de tecnificación, además de contar con una cadena de valor industrial y de proveedores que son referencia a nivel mundial.

Sin embargo, queda camino en tecnificar y digitalizar la red, en especial en la red de media y baja tensión, para dotar al sistema de la flexibilidad que permita integrar recursos energéticos distribuidos, el autoconsumo y la movilidad eléctrica, y gestionar una generación y demanda cada vez más distribuidas y dinámicas.

Por ello, es importante potenciar los incentivos a la innovación y el desarrollo de soluciones tecnológicas creando mecanismos legislativos que permitan realizar sandboxes como instrumento para pasar lo antes posible de la innovación en el laboratorio a la escala real, sin poner el riesgo el sistema eléctrico.

Desde el punto de vista académico, es necesaria la preparación de nuevos profesionales que hibriden conocimientos en distintas disciplinas para poder responder mejor a los retos de digitalización del sector.

Invertir en la innovación en redes eléctricas es invertir en el futuro de nuestro país, por tres razones: la primera es que la Unión Europea ha dado una señal clara al indicar que los fondos de recuperación deben destinarse fundamentalmente a la digitalización y a la transición energética; la segunda, que genera una inmediata reactivación económica y una importante cantidad de empleo local; y la tercera, que esta innovación genera cadenas de valor estables y competitivas, que consolidan una base sólida de desarrollo y prosperidad para la próxima generación.

En este contexto, las redes eléctricas son indudablemente un elemento vertebrador y facilitador del cambio, constituyendo una pieza fundamental que permitirá alcanzar los objetivos de la transición. Sus compañías gestoras están en constante evolución y adaptación a las nuevas necesidades. Esta evolución tecnológica se estructura en cuatro ejes principales: las tecnologías digitales, que permiten una gestión más dinámica de los clientes de red y un mayor control de los activos de red; el papel del almacenamiento en el nuevo sistema eléctrico; la electrónica de potencia, cada vez más presente en todos los niveles de la red; y la evolución de los equipos y materiales que introducen eficiencias y se desarrollan bajo parámetros de economía circular. Desde España debemos ser referentes de innovación para fortalecer nuestro tejido industrial en este vector.

Actualmente estamos bien posicionados en España en materia de redes eléctricas, pero desde FutuRed queremos contribuir a potenciar esta posición, identificando mecanismos, iniciativas y líneas de acción estratégicas. El VII Congreso Smart Grids es un espacio de encuentro muy adecuado para trabajar conjuntamente como sector y visualizar cómo se hace realidad esta visión. De esta edición me gustaría resaltar la implicación de las entidades de FutuRed, la calidad de las comunicaciones presentadas y el contenido final del Congreso. Las diferentes ponencias permiten compartir las tecnologías que son punta de lanza en Smart Grids y las mesas redondas aportan una visión sobrela "*Digitalización de la Baja Tensión y su Integración en las Smart Grids", "Comunidades Energéticas: nuevos modelos de consumo compartido" y los "Retos y Oportunidades del Almacenamiento en las Redes Eléctricas".*

Deseo que este año resulte tan interesante y motivador como ediciones anteriores, resaltando el valor y vocación de FutuRed como un entorno abierto e integrador de conocimiento e innovación, al que invito se unan todos aquellos que aún no estén participando.

Madrid, diciembre 2020

**Raúl Suárez**
Presidente FutuRed

# MIEMBROS COMITÉ TÉCNICO

- **María José Rodríguez**, Vocal de la Junta Rectora, Colegio Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos de Madrid
- **Luis F. Alés**, Consejo General Colegios Oficiales Ingenieros Industriales
- **Fernando Suárez**, Presidente, CCII – Consejo de Colegios de Ingeniería Informática
- **Javier Pérez Pastor**, Vicepresidente Comisión Energía, COIIM
- **Arturo Pérez de Lucía**, Director Gerente, AEDIVE
- **Paloma Sevilla**, Directora General, AELEC
- **Ignacio Isla**, Responsable de Normalización, AELEC
- **Ricard Sánchez**, Secretario General, AEPIBAL
- **Mar Duque**, Directora General, AFBEL
- **Javier Rodríguez**, AFCE
- **Jacinto Martín**, ASEME
- **Aaron García**, ASEME
- **Jesús Palma**, Vicepresidente, BatteryPlat
- **Mª Luisa Revilla**, Departamento de Retos Sociales, Dirección de Programas de la UE y Cooperación Territorial, Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial, CDTI, Ministerio de Ciencia e Innovación
- **Óscar Izquierdo**, Técnico Superior de Investigación, CEDER-CIEMAT
- **Jordi Sabaté**, Secretario, CEDOM
- **Mónica Aguado**, Directora Departamento de Integración en Red de Energías Renovables, CENER
- **Félix García**, Responsable Laboratorio Microrredes, Centro Nacional del Hidrógeno
- **Sergio Saludes**, Director del Área de Smart Grid, Centro Tecnológico CARTIF
- **Nuria Gisbert**, Directora General, CIC Energigune
- **Pilar López**, Responsable de Relaciones Institucionales y Comunicación, CIDE
- **Arcadio Gutiérrez**, Director General, Club Español de la Energía – Enerclub
- **Begoña Molinete**, Clúster de Energía del País Vasco
- **Blanca Gómez**, Directora, CNI Instaladores
- **Alicia Carrasco**, Directora, ENTRA Agregación y Flexibilidad
- **Miguel Ángel García Argüelles**, Director Gerente, Fenitel
- **Milan Prodanovic**, Head of Electrical Systems Unit, Imdea Energía
- **Joaquín Chacón**, Instituto de Almacenamiento Energético Albufera
- **Cristina Corchero**, Jefe del Grupo de Economía de la Energía, IREC
- **Alfredo Quijano**, Director, ITE
- **Alfonso Cortés**, Miembro Junta Directiva, PESI
- **Javier Valiño**, Planetic
- **Susana Bañares**, Jefa Dpto. Gestión Demanda y Redes Inteligentes, Red Eléctrica de España (REE)
- **Mª Eugenia Díaz**, Área de Bienes Equipos Eléctricos y Energía, Sercobe
- **Noelia Uribe**, Tecnalia
- **Guillermo Amánn**, Vicepresidente, T&D Europe
- **Luis Hernández**, Universidad de Valladolid
- **Enrique Morgades**, Secretaría Técnica, FutuRed
- **Anabel Soria**, Secretaría Técnica, Futured
- **Fernando García**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **Santiago Blanco**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **Juan Garbajosa**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **Enrique García**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **Angel Díaz**, Miembro Grupo Gestor, Futured
- **Juncal González**, Miembro Grupo Gestor, Futured
- **Santiago Cascante**, Miembro Grupo Gestor, Futured
- **Héctor Pinar**, Miembro Grupo Gestor, Futured
- **Jesús Torres**, Responsable Grupo de Trabajo de Ciberseguridad, FutuRed
- **Inés Leal**, Directora Editorial, Grupo Tecma Red
- **Stefan Junestrand**, Director Congreso Smart Grids y Director General Grupo Tecma Red

# ÍNDICE

## REHABILITACIÓN Y REGENERACIÓN URBANA

**4L D-STATCOM PARA REDES DÉBILES DESBALANCEADAS DE BAJA TENSIÓN** 1
*Javier Ballestín Fuertes, Jesús Muñoz-Cruzado Alba y José Francisco Sanz Osorio*
Fundación CIRCE y Instituto Universitario de Investigación Mixto CIRCE

**SETGRID: MÓDULO DE TELEOPERACIÓN/TELEGESTIÓN IEC-60870 E IEC-61850 INTEGRADOR EN SMART GRIDS DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA** 7
*Fernando Alonso García*
Sistemas Electrónicos y Telecomunicación, Grupo Amper

**HERRAMIENTA METAHEURÍSTICA DE ASISTENCIA A LA TOMA DE DECISIONES DE INVERSIÓN EN RENOVACIÓN DE CABLES MT, CON DATOS DISPONIBLES DE LA SMART GRID** 11
*Borja Barricarte Navas, Guillermo Allende Aranguiz, Lorena Jiménez Chillarón, Óscar Rodríguez Gutiérrez, Luis Carlos Bonfil Marti, David Gómez Arciniega, José Luis Picard López y Marta García Pellicer*
Instituto Tecnológico de la Energía (ITE) y i-DE, Grupo Iberdrola

**AUTOMATIZACIÓN DE LOS LISTADOS DE SEÑALES DE LA INGENIERÍA DEL SISTEMA INTEGRADO DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA** 17
*David Llombart Estopiñan, Jose María Marro Guerrero y Carlos Silvestre Roy Gordo*
Fundación Circe, Network Technology Iberia y E-Distribución Redes Digitales

**IMPLEMENTACIÓN DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA LOCAL EN BASE A TECNOLOGÍAS DE AGREGACIÓN – EL EJEMPLO DEL PROYECTO EUROPEO DRIVE (H2020)** 22
*Fabio Maria Aprà y Juan Manuel Espeche*
R2M Solution

**CÓMO ECUADOR MODERNIZÓ SU RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA CON UNA PLATAFORMA ECOSTRUXURE ADMS** 28
*José Ánel Ríos Blanco*
Schneider Electric

**OPTIMIZACIÓN DEL TCO EN BATERÍAS MEDIANTE MONITORIZACIÓN EN TIEMPO REAL DEL ESTADO DE SALUD CON MODELOS AVANZADO** 34
*Javier Olarte, Soraya Romo, Jaione Martínez de Ilarduya, Raquel Ferret, Roberto Pacios, Emilie Bekaert, Ekaitz Zulueta, Francisco Pazos, Xabier Ibarrondo y Noemí Alonso*
BCARE, UPV/EHU, CIC energiGUNE, BRTA y i-DE Distribución

**PROTECCIÓN DE FALTAS A TIERRA TRANSITORIAS BASADA EN VALORES INSTANTANEOS** 40
*Aitzol García*
ZIV

**RENNAISANCE - NUEVOS MERCADOS Y MODELOS DE NEGOCIO PARA LAS COMUNIDADES LOCALES DE ENERGÍA** 46
*Nerea Goitia-Zabaleta, Aitor Milo, Pilar Meneses, Haizea Gaztañaga, Elvira Fernandez, Gregorio Fernández Aznar, Hans Bludszuweit y Jesús Torres*
IKERLAN, UPV/EHU y CIRCE

**MICRORREDES COOPERATIVAS CON FUNCIONALIDADES AVANZADAS: FLEXIBILIDAD Y RESILENCIA** 52
*Félix García Torres, Javier Tobajas, Jesús Martín y Emilio Nieto*
Centro Nacional del Hidrógeno

**ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y ENERGÉTICOS EN MICRO-REDES ELÉCTRICAS** 58
*Santiago Bustamante Mesa, Idi Amin Isaac Millán y Jorge Wilson González Sanchez*
Universidad Pontificia Bolivariana

**LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS LOCALES COMO MOTOR DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: DEL CONSUMIDOR PASIVO AL AGENTE ACTIVO DEL SISTEMA ENERGÉTICO FLEXIBLE** 64
*Iván Aranda Garoz y Juan Manuel Espeche*
R2M Solution

**PLANIFICACIÓN DEL DIMENSIONADO, LOCALIZACIÓN Y OPERACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN** 70
*Alejandro Belinchón Calderón, Miquel Escoto Simó, Noemi González Cobos, Mario Montagud Aguar, Adriana Valentina Trujillo y Marta García Pellicer*
Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

**METODOLOGÍAS AVANZADAS Y HERRAMIENTAS PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LOS IMPACTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE ALMACENAMIENTO** 76
*Gregorio Fernández Aznar, Noemi Galán Hernández, Laura Giménez de Urtasun, Daniel Marquina Cordero, Juan José Pérez Aragüés, David Rivas Ascaso, Nelson Silveira Da Graça y Daniel Zaldivar Moreno*
Fundación CIRCE

**SISTEMA DE MEDIDA EN TIEMPO REAL Y DE BAJO COSTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE UNA MICRORRED INTELIGENTE** 82
*Paula Peña Carro, Óscar Izquierdo Monge y Carlos Barrera Del Amo*
CEDER-CIEMAT

**METODOLOGÍA PARA LA CONVERSIÓN DE UN TRAMO DE RED CON GENERACIÓN, ALMACENAMIENTO Y CARGAS EN UNA MICRORRED ELÉCTRICA INTELIGENTE** **87**
*Paula Peña Carro, Óscar Izquierdo Mongey Carlos Barrera Del Amo, Ingeniero,*
CEDER-CIEMAT

**CONTROL DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADOS EN BATERÍAS PARA MICRORREDES** **93**
*Mohammad Ebrahim Zarei, Milan Prodanovic, Javier Roldan Pérez, Gerardo Medrano Arana y Adolfo Ausín Herrero*
Instituto IMDEA Energía y Norvento tecnología

**MICROGRID-ON-CHIP. ESTABILIDAD DE MICRORREDES CON BATERÍAS Y GENERADORES CONVENCIONALES** **99**
*Diana Patricia Morán Río, Milan Prodanovic, Javier Roldán Pérez, Gerardo Medrano Arana, Adolfo Ausín Herrero y Juan Alberto Marrero Sosa*
Instituto IMDEA Energía y Norvento tecnología

**CREACIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA VIRTUAL PARA AUMENTAR LA FLEXIBILIDAD DE LA RED ELÉCTRICA CERRADA DE LA ISLA DE EL HIERRO** **105**
*Oleksandr Novykh, Juan Albino Méndez Pérez y Benjamín González-Díaz, Igor Sviridenko y Dmitry Vilenchik*
Universidad de La Laguna y Universidad Estatal de Sebastopol

**LA MICROGRID DEL CAMPUS IMT GRENOBLE USA MODELOS DE PREDICCIÓN E INTELIGENCIA ARTIFICIAL PARA PREDECIR EL USO DE LA ENERGÍA** **111**
*Joaquim Daura*
Schneider Electric

**PILOTO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE VIESGO** **114**
*Gabriel Pellicer López, Moisés Canales Laso y Miguel Ángel Pérez Pérez*
Viesgo Distribución y Zigor R&D

**SISTEMA DE BATERÍAS DE SEGUNDA VIDA PARA INSTALACIONES DE RECARGA RÁPIDA DE VEHÍCULO ELÉCTRICO** **120**
*Iker Marino, Mikel G. Zamalloa, Txetxu Arzuaga, Haritz Macicior, Aitor Makibar y Leire Martín*
IBIL, BRTA y Irizar e-mobility

**DISEÑO Y ANÁLISIS DE MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL** **126**
*Luis Larrosa López, David Ribó Pérez y Manuel Alcázar Ortega*
Universitat Politècnica de València

**PROYECTO PASTORA, SENSORIZACIÓN Y CONTROL DE LA RED DE BAJA TENSIÓN** **131**
*Roberto Martinez, Eduardo Fontecha, Javier Leiva y Carlos Gaitan*
Ormazabal y e-distribución

**DIGITALIZACIÓN Y GESTIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE RECARGA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO PARA SU INTEGRACIÓN EFICIENTE EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN** **138**
*Pilar Calatayud Martí, Mario Montagud Aguar, Lucía Arcos Usero, Julián Camilo Romero Chavarro y Marta García Pellicer*
Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

**RED DE EXCELENCIA CERVERA HYSGRID+: COMUNIDADES LOCALES ENERGÉTICAMENTE POSITIVAS CON SISTEMAS HÍBRIDOS DE GENERACIÓN RENOVABLE Y ALMACENAMIENTO** **144**
*Noemi González Cobos, Lucía Arcos Usero, Julio César Díaz Cabrera, Jesús Manuel Riquelme Santos, Manuel Andrés Chicote, Jesús Samaniego Muñoz, Luis Ángel Bujedo Nieto, Haizea Gaztañaga y Pablo Carrasco Ortega*
Instituto Tecnológico de la Energía (ITE), Fundación Instituto Tecnológico de Galicia, AICIA y Centro Tecnológico CARTIF

**ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN CON ENERGÍA MINIEÓLICA EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN** **150**
*Luis Arribas y Sara de la Fuente*
CIEMAT y Grupo Ortiz

**CONTROL Y SUPERVISIÓN ENERGÉTICA HOSPITAL MUPRESPA** **156**
*Francisco Javier Aragón Carretero*
Schneider Electric

**WEAVER: MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS** **162**
*Takashi Yamanaka, Francisco Javier López Rodriguez y Ernesto Gámiz Martínez*
Everis

**PREDICCIONES Y MONITOREO DE INTERRUPCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO UTILIZANDO INTELIGENCIA ARTIFICIAL** **168**
*Leonidas Sayas Poma, Alex Rufino Rojas Aucarure y Ernesto Cocler Rosales Laurente*
Osinergmin (Perú)

**BIM DIGITAL TWIN: CUANDO EL GEMELO DIGITAL INTEGRA LA METODOLOGÍA BIM** **174**
*Pedro Ignacio Moreno Cuéllar y Clara Osuna Yévenes*
IDEA Ingeniería

**SUPERVISIÓN AUTOMATIZADA DE DISTINTOS TELESERVICIOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE ENDESA** **180**
*Javier Martínez y Jesús Martín*
Amplía

**GESTIÓN DE ACTVOS DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. DIGITALIZACIÓN Y SERVICIO DIGITAL EN EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN** **184**
*Ángel Silos Sánchez y Francesc Íñiguez Font*
Schneider Electric

**APLICACIÓN DE IMÁGENES SATELITALES PARA EL CONTROL DE LA MASA FORESTAL** **190**
*Pablo Carreño Montes, Gerente Utilities, CIC Consulting Informático*
Tomás Sañudo Grande, Jefe de proyectos GIS, CIC Consulting Informático

**BLOCKCHAIN PARA DEFINICIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA SIN INTERMEDIARIOS: TRANSPARENCIA, SEGURIDAD E IRREVERSIBILIDAD EN OPERACIONES ENTRE PARES** **195**
*Jesús Rodríguez-Molina*
Universidad Politécnica de Madrid

**MODELO DE CONCIENCIACIÓN Y BUENAS PRÁCTICAS EN CIBERSEGURIDAD PARA EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO** **201**
*Iñaki Angulo Redondo, Marisa Escalante, Izaskun Santamaría y Xabier Yurrebaso*
Tecnalia

**RETOS EN MATERIA DE CIBERSEGURIDAD EN SMART GRIDS** **207**
*Mónica Alonso, Hortensia Amarís, Sergio Pastrana, Jaime Turanzas y Lucía Gálvez y Angel T. Ledo*
Universidad Carlos III de Madrid y Centro Universitario de la Guardia Civil

**TECNOLOGÍA DE DIGITAL TWIN PARA APOYAR A LOS NUEVOS GESTORES DE RECURSOS DISTRIBUIDOS EN LA HABILITACIÓN DE SERVICIOS ENERGÉTICOS DE FLEXIBILIDAD** **212**
*José Antonio Ruiz Martín, Ana Izquierdo Garijo y Jesús La Parra Albaladejo*
Tecnatom

**OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE BATERÍAS PARA REDES ELÉCTRICAS MEDIANTE GEMELOS DIGITALES BASADOS EN MODELOS Y ESTIMADORES AVANZADOS** **218**
*Aitor Makibar, Haritz Macicior, Raúl Rodríguez y Ugo Stecchi*
Cidetec y Tecnalia

**GESTIÓN DIGITALIZADA DE LA ENERGÍA, AUTOCONSUMO, MOVILIDAD ELÉCTRICA Y ALMACENAMIENTO (GAMMA)** **224**
*Ramón Gero Ciudad, Julio César Díaz, Noemi González y Alfredo Quijano*
Universitat Politècnica de València

**INICIATIVA ESTRATÉGICA ALMAGRID: INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA APLICACIONES DE RED** **230**
*Ione Cendoya, María Yáñez Díaz y Oscar Miguel Crespo*
Cidetec Energy Storage

**GRID MINING - CLAVE EN LA CIRCULARIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA** **235**
*Jorge Sánchez Cifuentes*
e-distribución

**SMART GRIDS EN EL CONTEXTO DE LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE Y LOS DERECHOS HUMANOS: NUEVOS RETOS Y DESAFÍOS PARA UNA TRANSICIÓN JUSTA** **241**
*José Antonio Gallardo Cubero*
Real Academia de Jurisprudencia y Legislación de España.

**ANÁLISIS DEL EFECTO DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, DEMANDA Y DE LAS CONEXIONES INTERNACIONALES EN EL PRECIO DEL MERCADO DIARIO DEL MIBEL MEDIANTE MODELOS DE REGRESIÓN MULTIVARIABLE** **247**
*Miguel Ángel Nadal Grau, David Ribó Pérez y Manuel Alcázar Ortega*
Vestel Ingenieros y Universitat Politècnica de València

EcoStruxure™
Innovation At Every Level
Innovation is in the
AIR
El aire es la mejor alternativa al gas de efecto invernadero SF6 en nuestras celdas de **media tensión SM AirSeT**.
Conoce como la sostenibilidad y la digitalización contribuyen a la lucha contra el cambio climático en las redes de distribución eléctrica.
**#CuálEsTuGranIdea**
se.com/es
©2020 Schneider Electric. Todos los derechos reservados. Todas las marcas registradas son propiedad de Schneider Electric SAS o sus compañías afiliadas · ESMKT18154L20
Life Is On
Schneider Electric

#CongresoSG6 @CongresoSG

# VII CONGRESO SMART GRIDS

## Madrid, Diciembre 2020

ORGANIZA:

GRUPOTECMARED

CO-ORGANIZA:

FutuRed

PATROCINIO ORO:

Life Is On Schneider Electric

PATROCINIO PLATA:

LACROIX

APOYO INSTITUCIONAL:

MADRID

COMUNICA:

SMARTGRIDSINFO.es
Todo sobre Redes Eléctricas Inteligentes

COLABORA:

# 4L D-STATCOM PARA REDES DÉBILES DESBALANCEADAS DE BAJA TENSIÓN

**Javier Ballestín Fuertes**, Investigador, Fundación CIRCE
**Jesús Muñoz-Cruzado Alba**, Investigador, Fundación CIRCE
**José Francisco Sanz Osorio**, Investigador, Instituto Universitario de Investigación Mixto CIRCE (Universidad de Zaragoza - Fundación CIRCE)

**Resumen:** La generación renovable ha aumentado desde un 12% del total en 2000 hasta un 30% en 2020, y se espera que para el año 2050 esta suponga un 50% del total. La variabilidad de los pequeños sistemas de autoconsumo, típicamente monofásicos, conectados a la red de baja tensión, producen unos consumos desequilibrados que afectan negativamente a la eficiencia y a la estabilidad del sistema. En este artículo se propone el uso de un D-STATCOM cuatro ramas para el equilibrado de redes débiles con consumos desequilibrados. El uso de este equipo reduciría las pérdidas en la línea, y proveería al operador de red de una herramienta adicional para la gestión de sobrecargas en las líneas y de tensiones de suministro desequilibradas. En primer lugar se explica el principio de funcionamiento de este equipo y cómo se realiza su integración en una red desequilibrada. Para la validación de este sistema se ha desarrollado un prototipo de D-STATCOM de 30 kVA, que se ha probado a nivel de laboratorio de forma previa a su instalación en campo. A continuación se presentan y analizan los resultados obtenidos. Finalmente, el trabajo concluye los beneficios de la instalación del D-STATCOM propuesto en redes débiles.

**Palabras clave:** 4-Legs D-STATCOM, Recursos Energéticos Distribuidos, Redes Desequilibradas, Baja Tensión.

## INTRODUCCIÓN

La necesidad de mitigar los efectos del cambio climático está produciendo un cambio del modelo energético a nivel mundial. Para favorecer este cambio, la Unión Europea (UE) ha promovido nuevas directivas con el objetivo de potenciar la instalación de recursos energéticos distribuidos (DER) e incrementar su nivel de penetración en el sistema energético [1]. La generación energética renovable en la UE ha aumentado desde un 12% en el año 2000 hasta más de un 30% en 2020 [2]. Esto representa un crecimiento medio anual del 1,7%. Además, las previsiones apuntan a que este crecimiento se mantendrá durante los próximos años, alcanzando la generación renovable un 50% de la producción energética mundial para el año 2050 [3].

Las líneas de distribución suponen un 95,6% de los más de un millón de kilómetros que componen la red eléctrica española [4]. Entre las redes de distribución, son las redes de baja tensión (BT) las que se ven más afectadas por el incremento en la instalación de DER. Estas redes proveen de suministro principalmente a pequeños consumidores (inferiores a 10 kW) típicamente conectados de manera monofásica. La instalación de pequeños sistemas de autoconsumo se ha incrementado rápidamente en los últimos años como una manera de reducir el coste de la factura eléctrica para usuarios residenciales y comerciales.

Los principales inconvenientes generados por este fenómeno son bien conocidos [5] y se listan a continuación:

- Fluctuaciones de tensión
- Desequilibrios entre fases
- Disminución de la eficiencia
- Flujo inverso de potencia
- Aumento de los armónicos de tensión y corriente
- Aumento de la corriente de cortocircuito

En la actualidad, varios estudios se centran en diferentes técnicas para solucionar estos problemas [6]. Los tres primeros puntos del listado anterior están directamente relacionados con una circulación de corriente no equilibrada por las fases del sistema, lo que motiva la búsqueda de soluciones a este problema. En este artículo se propone un nuevo compensador estático de distribución (D-STATCOM) para corregir el problema de los desequilibrios en redes débiles de BT.

El presente documento se encuentra estructurado en los siguientes apartados: En primer lugar, se realiza una explicación del sistema propuesto, destacando las herramientas que proporciona el equipo al operador de red (DSO). Con el objetivo de probar el funcionamiento de la solución propuesta se ha creado un prototipo del D-STATCOM, el cual se detalla en la siguiente sección. A continuación, se presentan una serie de pruebas que han permitido validar el

funcionamiento del prototipo a nivel de laboratorio, de forma previa a su instalación en una red real. Finalmente se presenta una discusión de los resultados obtenidos y se recogen las conclusiones.

## PROYECTO PARITY

El proyecto PARITY [7] parte de la estructura actual de la red eléctrica para abordar el desarrollo de un mercado eléctrico que mejore la durabilidad y eficiencia de la red de distribución en un escenario en el que la implantación de DER supere el 50% del mix de generación.

En este proyecto se están desarrollando una serie de herramientas que posibiliten una gestión activa de la red. Entre estas herramientas se contempla el desarrollo de un D-STATCOM que permita a los DSO mejorar su capacidad de gestión de la red y aumentar la capacidad de despliegue de DER.

Los STATCOM son equipos, usados habitualmente para la regulación de tensión en la red de transporte, que no disponen de ninguna clase de almacenamiento, generación o carga, por lo que no son capaces de tener un intercambio energético neto con la red. Como se muestra en la Figura 1, los STATCOM actuales se conectan de forma trifásica a la red, pues en la red de transporte no se dispone de cable de neutro. Esto provoca que el equipo solo pueda manejar corrientes equilibradas que, unido a la condición de que la potencia neta debe ser necesariamente cero, imposibilita el intercambio de corriente activa con la red.

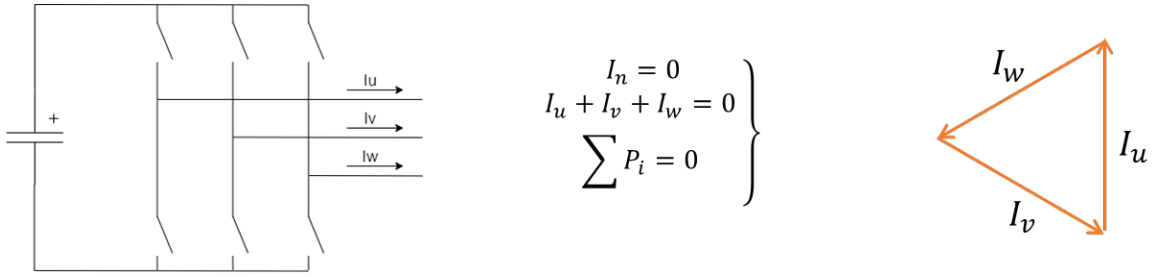



*Figura 1. Descripción de un STATCOM 3-ramas.*

Por el contrario, en la red de distribución de BT sí se dispone de un neutro físico, lo que permite añadir una cuarta rama (4-Leg) al D-STATCOM conectada a este, que proporciona un camino de retorno para las corrientes desequilibradas, como se muestra en la Figura 2. La capacidad de trabajar con corrientes desequilibradas hace posible el manejo de corriente activa sin incumplir que la potencia activa neta sea nula. Para ello se extrae potencia activa de una o dos fases para inyectarla en la fase o fases restantes, manteniendo el balance de potencia igual a cero y permitiendo una redistribución de la potencia activa circulante en la red.

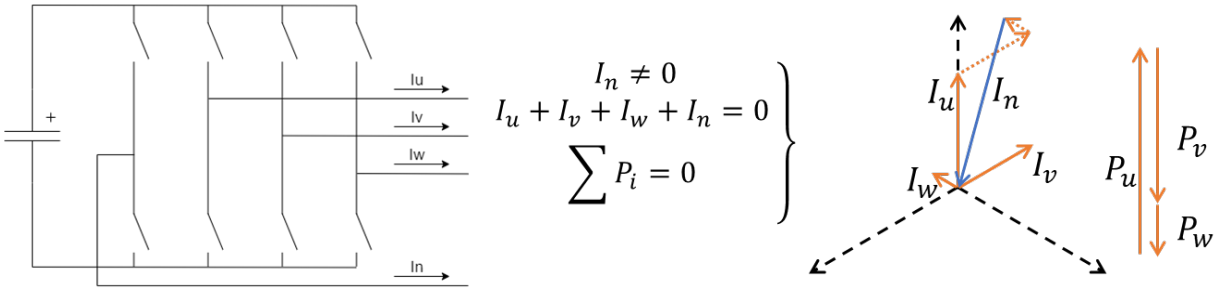



*Figura 2. Descripción de un STATCOM 4-ramas.*

En este contexto, la introducción de un D-STATCOM con conexión a neutro habilitaría la realización de un control monofásico independiente de cada una de las fases mediante el retorno de la corriente resultante a través del neutro. Esta característica permitiría al D-STATCOM inyectar la corriente calculada en (1) de forma que, como muestra la Figura 3, al sumarse a la corriente que circula hacia las cargas, el desequilibrio se anule y el resultado aguas arriba del equipo fuese la circulación de tres corrientes equilibradas en las fases y una corriente de neutro nula.

$$\begin{pmatrix} I_U^{STAT} \\ I_V^{STAT} \\ I_W^{STAT} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} I_U^{Load} \\ I_V^{Load} \\ I_W^{Load} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \bar{I}^{Load} \\ \bar{I}^{Load} \\ \bar{I}^{Load} \end{pmatrix} \quad con \quad \bar{I}^{Load} = \frac{I_U^{Load} + I_V^{Load} + I_W^{Load}}{3} \tag{1}$$

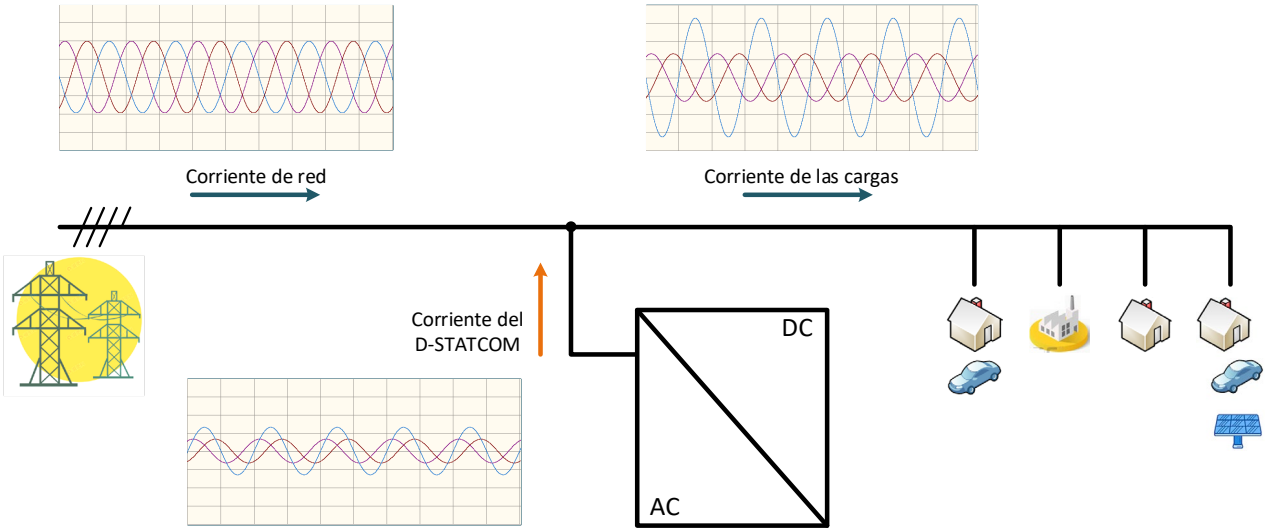



*Figura 3. Equilibrado de la corriente en la red por medio de la instalación de un 4L D-STATCOM.*

De forma adicional al equilibrado de potencia activa, el D-STATCOM también permitiría la reducción de las pérdidas por medio de la compensación de potencia reactiva, así como la regulación de la tensión de cada una de las fases, mediante la inyección de reactiva de forma independiente.

## 4L-STATCOM

Con el objetivo de probar el funcionamiento del concepto propuesto se ha desarrollado un D-STATCOM 4 ramas con una potencia nominal de 30 kVA a una tensión de red 400 V. Se ha optado por una topología trinivel NPC tipo I basada en silicio, como la mostrada en la Figura 4. Las topologías trinivel consiguen reducir el THD a la salida del convertidor frente a las topologías binivel. En concreto, el empleo de la topología NPC tipo I junto con IGBTs de silicio consigue un compromiso entre prestaciones y costes del equipo.

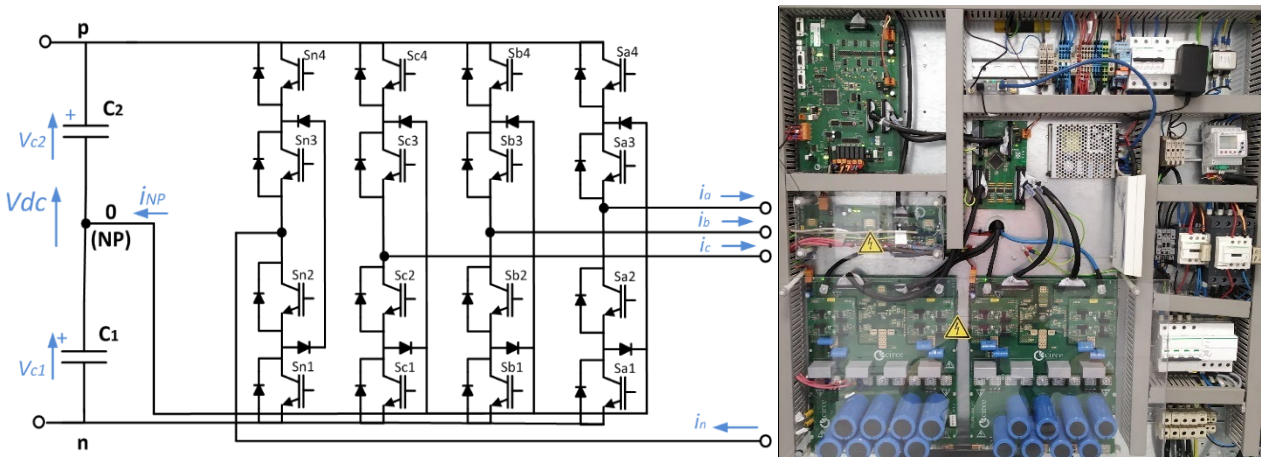



*Figura 4. Topología trinivel NPC tipo I empleada en el prototipo del STATCOM.*

Las topologías NPC requieren un equilibrado del punto medio del bus de continua (NP), para corregir estas oscilaciones se ha empleado la estrategia de modulación CBPWM con compensación del punto medio propuesta en [8]. Las principales características del D-STATCOM desarrollado se muestran en la Tabla I.

| | |
|---|---|
| Potencia aparente nominal | 30 kVA |
| Tensión de línea | 400 V |
| Corriente máxima | 43 A |
| Tensión lado de continua | 750 V |
| Capacidad del bus de continua | 3.0 mF |

*Tabla I: Características del D-STATCOM desarrollado.*

# RESULTADOS

En esta sección se presentan las pruebas realizadas sobre el D-STATCOM de forma previa a su instalación en una red real. En primer lugar se ha probado el desempeño del equipo en diferentes puntos de funcionamiento. Estos puntos se han escogido de acuerdo a los siguientes casos extremos y a casos intermedios entre los mismos:

- Regulando una corriente nula por cada una de las fases
- Inyectando la corriente reactiva máxima por las tres fases
- Consumiendo la corriente reactiva máxima por las tres fases
- Absorbiendo la potencia activa máxima por una fase e inyectándola por otra
- Absorbiendo la potencia activa máxima por una fase e inyectándola por las otras dos

La Tabla II muestra, en cada uno de los puntos establecidos, la medida del rendimiento y la tasa de distorsión armónica (THD) en la corriente del D-STATCOM. Con estos datos se ha determinado la eficiencia máxima y el THD promedio resultando un 98% y un 1,5% respectivamente. En la Figura 5 se muestran las corrientes en el D-STATCOM para el punto de operación número 6 de la Tabla II.

| Punto de operación | Pu (kW) | Pv (kW) | Pw (kW) | Qu (kVAr) | Qv (kVAr) | Qw (kVAr) | Ef | THD |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2,0 | 2,0 | -4,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 95,99% | 1,6% |
| 2 | 4,0 | 4,0 | -8,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 96,39% | 1,6% |
| 3 | 4,0 | 0,0 | -4,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 95,56% | 1,3% |
| 4 | 7,0 | 0,0 | -7,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 95,83% | 1,4% |
| 5 | -2,0 | -2,0 | 4,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 96,34% | 1,5% |
| 6 | -4,0 | -4,0 | 8,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 96,91% | 1,5% |
| 7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 98,09% | 1,5% |
| 8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 97,74% | 1,4% |
| 9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -5,0 | -5,0 | -5,0 | 97,24% | 1,8% |
| 10 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -10,0 | -10,0 | -10,0 | 97,36% | 2,2% |
| 11 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,0 | 4,0 | 2,0 | 97,64% | 1,7% |
| 12 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 10,0 | 8,0 | 6,0 | 98,00% | 2,1% |
| 13 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -6,0 | -4,0 | -2,0 | 96,52% | 1,7% |
| 14 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -10,0 | -8,0 | -6,0 | 97,45% | 2,8% |
| 15 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | -2,0 | 95,35% | 1,1% |
| 16 | 2,0 | 2,0 | -4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 97,35% | 1,4% |
| 17 | 4,0 | 4,0 | -8,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 97,18% | 1,6% |
| 18 | 4,0 | 0,0 | -4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 97,47% | 1,4% |
| 19 | 7,0 | 0,0 | -7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 97,07% | 1,6% |
| 20 | 2,0 | 2,0 | -4,0 | -4,0 | -4,0 | -4,0 | 97,18% | 1,8% |
| 21 | 4,0 | 4,0 | -8,0 | -6,0 | -6,0 | -6,0 | 96,67% | 1,3% |

*Tabla II: Eficiencia y THD en los diferentes puntos de operación.*

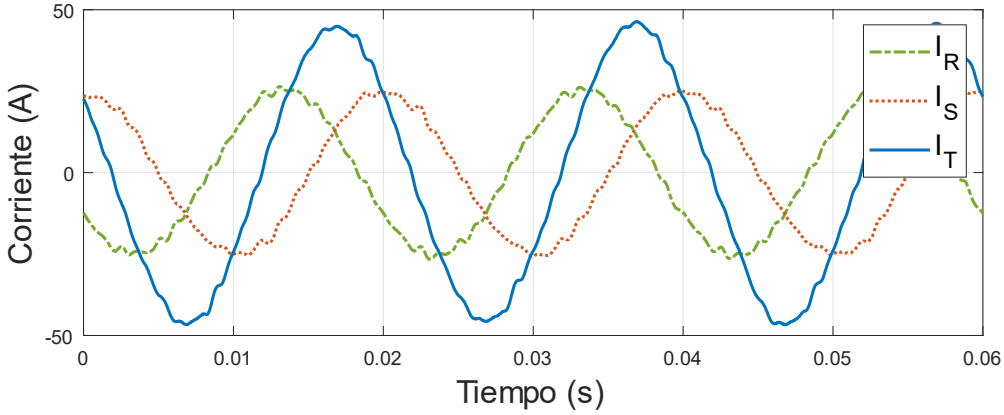



*Figura 5. Corrientes del D-STATCOM (Figura 3) equilibrando a una potencia (Pr, Ps y Pt) de -4 kW, -4 kW y 8 kW.*

Durante la realización de estas pruebas se han detectado algunas características que deben ser tenidas en cuenta. En primer lugar, ante un sistema de corrientes desequilibradas típicamente se tendrá una corriente circulando por el neutro no nula. Si se descompone este sistema en sus componentes simétricas, la corriente de neutro está directamente relacionada con la corriente homopolar. La corriente de neutro puede ser en el peor de los casos tres veces superior a la corriente de cualquiera de las fases. En el caso particular de usar el STATCOM para equilibrar potencia activa, esta corriente puede ser hasta 1,7 veces la corriente de fase. Este aspecto puede solucionarse durante el diseño del equipo, dimensionando la cuarta rama para admitir la máxima corriente de neutro, o en el control del mismo, limitando la consigna de corriente para que nunca se exceda la corriente máxima.

Otro aspecto que limita los puntos de operación que se pueden alcanzar son las oscilaciones en la tensión del bus de continua [8]. Estas oscilaciones pueden ser mitigadas aumentando la capacidad del bus, o incluso eliminarse completamente utilizando técnicas de modulación dipolar [9], aunque estas técnicas aumentan el número de conmutaciones en los semiconductores, penalizando la eficiencia.

Por último, como se muestra en la Figura 5, se ha realimentado el D-STATCOM con la medida de un analizador de red ubicado a la entrada del laboratorio con el objetivo de implementar un control en bucle cerrado que permita que el consumo visto desde aguas arriba del mismo sea completamente equilibrado y con un factor de potencia igual a la unidad. Además, también ha podido comprobarse que es posible la regulación de la tensión de las instalaciones del laboratorio por medio de la inyección y consumo de potencia reactiva.

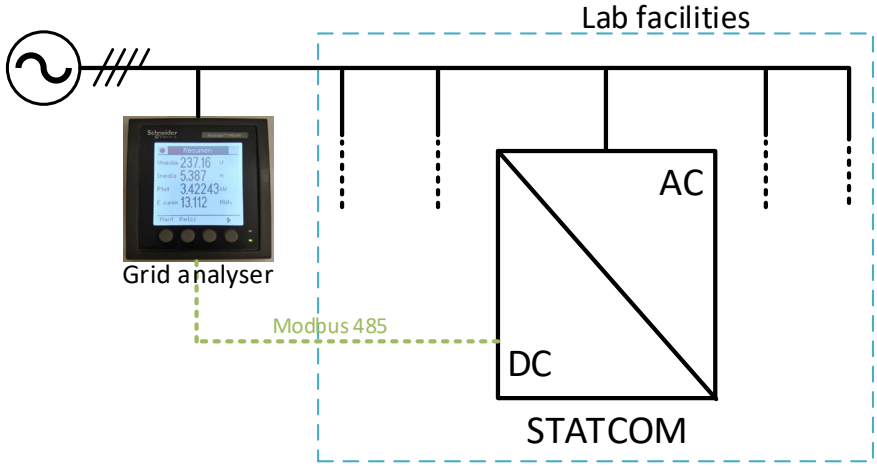



*Figura 6. Control en bucle cerrado implementado para equilibrar el consumo del laboratorio.*

## CONCLUSIONES

El cambio de modelo energético en el cual se encuentra inmerso el sistema eléctrico actual está haciendo aflorar una serie de problemas los cuales se manifiestan particularmente en la red de baja tensión. El despliegue de DER, en una red compuesta fundamentalmente por cargas monofásicas, produce desbalanceos que afectan negativamente a la eficiencia y durabilidad de la red.

Este artículo propone utilizar un D-STATCOM de cuatro ramas para realizar el balanceo de la corriente en redes de baja tensión desequilibradas. Esto se traduce en una reducción en el índice de carga de la línea, permitiendo eliminar completamente la corriente de neutro. Por un lado, esto repercute en una disminución de las pérdidas en la línea, evitando a su vez el sobrecalentamiento de los cables. También permite evitar los desequilibrios de tensión, debidos a diferentes caídas de tensión en la línea, producidos a su vez por diferentes flujos de corriente en cada fase.

Además, este equipo permite la inyección y consumo de potencia reactiva de manera independiente por cada una de las fases. Esta característica puede ser usada para cancelar la potencia reactiva que circula por la red, disminuyendo la corriente que circula por la línea. También puede ser utilizada para la regulación de tensión de forma monofásica en redes débiles o incluso para la compensación de huecos de tensión.

A continuación, se ha desarrollado un prototipo de 4L D-STATCOM y se ha realizado su validación en laboratorio previamente a su instalación en una red real. Estas pruebas han permitido caracterizar el equipo en diferentes puntos de funcionamiento y determinar sus aspectos limitantes. Finalmente se ha verificado que el D-STATCOM es capaz de realizar el balanceado de una red y regulación de tensión.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se realizó en el marco del proyecto PARITY (Pro-sumer AwaRe, Transactive Markets for Valorization of Distributed flexibilITY). Este proyecto ha sido financiado por el programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea bajo el acuerdo de concesión N.864319.

## REFERENCIAS

[1] European Commission, “Europe leads the global clean energy transition: commission welcomes ambitious agreement on further renewable energy development in the EU.,” *Int. Energy Agency*, vol. 1, no. February, p. 718, 2018.

[2] D. Jones, A. Sakhel, M. Buck, and P. Graichen, “Agora Energiewende and Sandbag (2018): The European Power Sector in 2017. State of Affairs and Review of Current Developments,” *Agora Energiewende and Sandbag*, p. 49, 2018.

[3] U.S. Energy Information Administration, “Energy Information Administration,” *Choice Rev. Online*, vol. 44, no. 07, pp. 44-3624-44–3624, 2007.

[4] “Las redes eléctricas en España - FutuRed. Plataforma española de redes eléctricasFutuRed. Plataforma española de redes eléctricas.” [Online]. Available: https://www.futured.es/las-redes-electricas-espana/. [Accessed: 19-Aug-2020].

[5] A. Patil, R. Girgaonkar, and S. K. Musunuri, “Impacts of increasing photovoltaic penetration on distribution grid - Voltage rise case study,” in *2014 International Conference on Advances in Green Energy, ICAGE 2014*, 2014, pp. 100–105.

[6] G. Fernández *et al.*, “Photovoltaic Generation Impact Analysis in Low Voltage Distribution Grids,” *Energies*, vol. 13, no. 17, p. 4347, Aug. 2020.

[7] “Parity H2020 – Parity H2020.” [Online]. Available: https://parity-h2020.eu/. [Accessed: 20-Aug-2020].

[8] I. López *et al.*, “Generalized PWM-Based Method for Multiphase Neutral-Point-Clamped Converters with Capacitor Voltage Balance Capability,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 32, no. 6, pp. 4878–4890, 2017.

[9] I. Lopez *et al.*, “Modulation Strategy for Multiphase Neutral-Point-Clamped Converters,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 2, pp. 928–941, Feb. 2016.

# SETGRID: MÓDULO DE TELEOPERACIÓN/TELEGESTIÓN IEC-60870 E IEC-61850 INTEGRADOR EN SMART GRIDS DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**Fernando Alonso García,** Director I+D, Sistemas Electrónicos y Telecomunicación, Grupo Amper

**Rsumen:** El presente documento describe las características de un nuevo dispositivo destinado a la monitorización y operación de subestaciones de distribución eléctrica, tanto a nivel local, como (especialmente) a nivel de teleoperación. Este dispositivo será denominado en adelante, tal como lo reconoce el sector: UTR (Unidad Terminal Remota). Servirá para la integración de las subestaciones en la Smart Grid tal como la conciben actualmente las compañías eléctricas: acceso restringido, seguro y especializado, de forma que ellas puedan publicar la información que consideren accesible al público en general.

**Palabras Clave:** Smart Grid, UTR, IoT, CC, Aparamenta, IEC60870, IEC61850, UCP, OPC-UA, GOOSE, SV, SSL, SSH

## INTRODUCCIÓN

La llegada de las nuevas tecnologías puede calificarse como una irrupción: la rapidez con que aparecen y se implantan en la sociedad en muchas ocasiones sobrepasa la capacidad de reacción de quienes deben encargarse de regularlas para su óptimo aprovechamiento, incluso para evitar su mala utilización. Cuando alguna de estas tecnologías ha de implantarse en un sector estratégico (energía, transporte, sanidad), el cuidado con que debe hacerse debe ser extremo. En el caso de aplicación, el sector afectado es el de la energía, en especial el transporte y la distribución de la energía eléctrica desde su producción hasta su consumo.

El elemento básico independiente de una red de transporte o distribución eléctrica es la subestación. Las subestaciones pueden considerarse como nodos de la red de distribución unidos por líneas eléctricas de alta tensión. En general, la subestación dispone de transformadores que bajan la alta tensión de interconexión para adaptarla a la que consumen los usuarios. Esta, junto con la protección eléctrica de las líneas y sus usuarios finales, es su función primordial.

La definición más asequible de una Smart Grid sería un conjunto de dispositivos enlazados por una red de comunicación que permitan disponer de la información de cualquier elemento de una red de energía eléctrica en cualquier punto de la red de comunicación. La entidad queda completada por una serie de programas de aplicación distribuidos por la red de comunicación que efectúan los cálculos y generan unos nuevos datos basados en los captados de la red y que, a su vez, quedan disponibles en ella. Entre estas aplicaciones se encuentran el software de telecontrol de la red eléctrica, el de mantenimiento de dispositivos de aparamenta de la subestación y el de seguimiento y mantenimiento de dispositivos inteligentes.

Aunque el concepto sea, a nivel práctico, muy similar al de IoT, la diferencia esencial reside en que la información de una subestación no va a residir en el Big Data, ya que es información esencialmente estratégica y, por tanto, muy restringida. Se podría decir que la Smart Grid es IoT restringido a un círculo muy concreto y muy securizado de usuarios. No obstante, será necesario observar la posibilidad de que pudiera publicarse en el Big Data un subconjunto controlado de esta información, siempre con la seguridad y supervisión de los organismos competentes.

La UTR es el dispositivo base que reside en la subestación de distribución eléctrica y que la une a la red de comunicación de la Smart Grid. Una subestación incluye elementos propios del sector de la distribución eléctrica de potencia (transformadores, interruptores, seccionadores), cuya evolución está fuertemente condicionada por la robustez y seguridad que exige su función en la subestación. Este conjunto de elementos se denomina aparamenta en el argot. Es necesario que una innovación en dispositivos de este tipo pase pruebas de validación muy duras y, sobre todo, muy extendidas en el tiempo, es decir, que desde que un nuevo diseño se termina hasta que se valida, el camino es largo y duro. Esto obliga a que el ritmo de su innovación tecnológica sea mucho más lento que el de la automatización electrónica e informática.

Pero tampoco conviene engañarse. El sector de la energía eléctrica exige la misma robustez, seguridad y operatividad en los automatismos electrónicos e informáticos (UTR) para la monitorización, operación local y teleoperación que en los dispositivos físicos de la aparamenta propios de su sector. Los criterios de validación que aplica este sector también son duros y, sobre todo, muy enfocados al tipo de sus instalaciones.

Como consecuencia de este tipo de exigencias a nivel de fiabilidad, la evolución de las tecnologías en este sector va a un ritmo más lento que, por ejemplo, en sectores sociales (comunicación, ocio, etc.) que no son tan críticos y, sobre todo, en los que el ritmo lo marca la gente de a pie, que puede permitirse el lujo de equivocarse al utilizar, por ejemplo, alguna de las llamadas redes sociales.

Por otro lado, una UTR será, probablemente, el elemento más barato en un proyecto de innovación de la instalación, por lo que las compañías tratarán de aprovechar la mayor parte de la aparamenta, cuya durabilidad y precio es mayor: al fin y al cabo, un interruptor nuevo funciona igual que uno antiguo que aún esté en periodo de validez. Del mismo modo, el dispositivo de protección que afecta a este interruptor y que está tarado especialmente para él, se mantendrá todo el tiempo que sea posible.

Los proyectos de innovación que las compañías de distribución promueven en sus subestaciones se podrían dividir en dos tipos fundamentalmente: aquellos proyectos destinados a crear una subestación nueva o bien, a renovar profundamente una antigua (incluso a nivel de aparamenta) y aquellos en los que se pretende integrar una subestación existente en el nuevo concepto de Smart Grid de la compañía. En el primer caso, la UTR a integrar podrá estar diseñada para utilizar exclusivamente las tecnologías más modernas en todo el ámbito de la subestación. Sin embargo, en el segundo caso la UTR deberá compaginar las tecnologías antiguas con las más modernas y permitir la evolución o sustitución paulatina de los elementos más antiguos.

En la actualidad, las propuestas de UTR de la nueva Smart Grid son tan innovadoras que prácticamente exigen una 'ruptura' con el pasado, de forma que son idóneas para una obra totalmente nueva. Esto exige un esfuerzo material y humano (formación) que es difícil de asumir por las compañías que tienen un abanico amplio de instalaciones creadas a lo **largo del tiempo.**

**La innovación de la nueva UTR consiste, no sólo en la incorporación de las nuevas tecnologías de la Smart Grid en cuanto a protocolos de telecontrol y de recopilación / actuación sobre los elementos de campo, sino en la asimilación e integración de los elementos antiguos que se mantienen, en este nuevo entorno, en esta nueva versión del control global de la red eléctrica.**

No se debe olvidar la operación convencional del personal que accederá físicamente a la subestación. Normalmente será personal especializado en actuación en subestaciones eléctricas, sin acceso, en principio a los entresijos de protocolos ni de nuevos formatos de información. Esto significa que se les debe proveer de **una interfaz hombre / máquina asequible** a su nivel operacional, esto es, que les presente el estado de líneas, interruptores, seccionadores y los demás elementos de la aparamenta, permitiéndoles operar en un formato conocido y con una **interfaz rápida y transparente**.

La integración de estas funcionalidades en un único dispositivo que mantenga la suficiente flexibilidad para adaptarse a la evolución inevitable de cada elemento de la aparamenta de las subestaciones, **permitirá la expansión de la Smart Grid sin un esfuerzo excesivo a nivel económico y sin que suponga un esfuerzo personal excesivo para los operarios de subestación**. Tan importante es la evolución hacia una red inteligente como que ésta se haga sin un coste dramático a nivel personal y económico generalizado.

# PROYECTO

El proyecto de la nueva UTR unifica en un dispositivo la tecnología de las nuevas Smart Grid (IEC61850, nuevos datos de explotación y mantenimiento, registros de funcionamiento y seguimiento, optimización del tráfico de información estableciendo las jerarquías de funcionamiento necesarias) y las tecnologías convencionales vigentes en la actualidad y durante el tiempo necesario hasta la completa actualización de las instalaciones en funcionamiento.

La implementación de esta propuesta ha exigido un, por un lado, un conocimiento profundo de las estructuras y funcionalidad utilizadas convencionalmente hasta el momento actual y por otro, el de las nuevas tecnologías a aplicar.

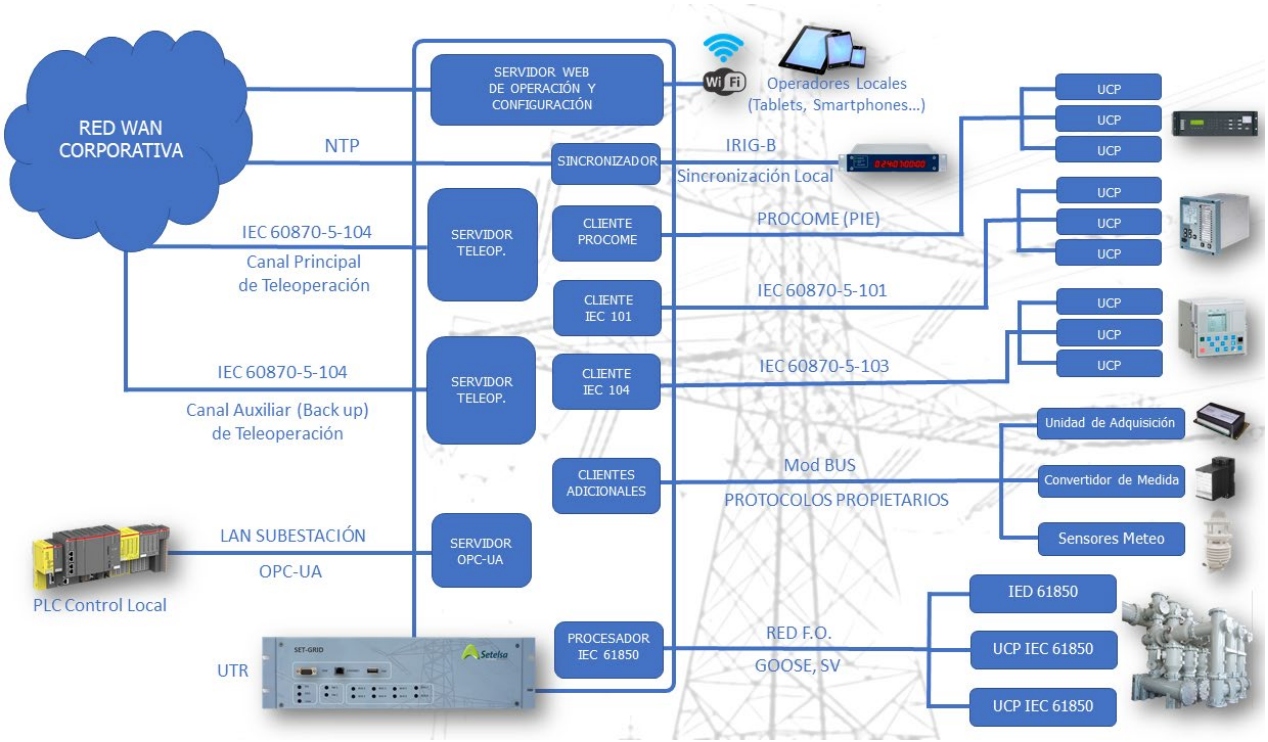



*Figura 1. Setgrid.*

La UTR está representada a nivel lógico en el bloque central. Dispone de una base de datos interna optimizada en tamaño y funcionalidad, a la que vierten los datos adquiridos de los elementos de la subestación por los procedimientos que se han denominado clientes. Cada uno de ellos está 'especializado' en un tipo de dispositivo de campo recoge los datos y canaliza los mandos destinados a él:

- Cliente PROCOME, de atención a las UCP; su protocolo es un subconjunto de la norma IEC6'0870
- Cliente IEC60870-5-101, de atención a las UCP con este protocolo y perfiles especiales.
- Cliente IEC60870-5-103, de atención a las unidades de protección.
- Clientes de protocolos varios (ModBUS, DNP3.0) de propósito especial: convertidores de medida, unidades de adquisición de señales de dispositivos especiales, sensores meteorológicos. En este grupo se incluyen varios protocolos propietarios.
- Procesador IEC61850, que gestiona de forma especial los buses de alta velocidad y seguridad de fibra óptica que observa la norma (GOOSE y SV, fundamentalmente) para las UCP más actuales (que en la norma se denominan IED). Es el presente y el futuro inmediato para instalaciones nuevas.
- Procedimiento sincronizador, que es capaz de establecer la fecha y la hora de la UTR y, a su vez, de todos los dispositivos de campo conectados a ella basándose en varias fuentes dependiendo de la versión y configuración de la UTR: GPS interno, bus IRIG_B para un dispositivo sincronizador interno, protocolo NTP o, simplemente, la sincronización propia del protocolo de teleoperación (IEC60870-5-101 o IEC60870-5-104).

Cara a la explotación, la UTR dispone de procedimientos servidores capaces de suministrar la información de que dispone a distintos tipos de clientes, seleccionando y filtrando la que cada uno de ellos puede obtener: debe tenerse en cuenta que en el seno de una Smart Grid cada aplicación necesita consumir determinados datos y no le está permitido disponer de otros.

- Servidor OPC-UA, que permite la conexión a PLCs o SCADA de control local. Este procedimiento generalmente se utiliza cuando la subestación es anexa o está inmersa en una central de generación de energía eléctrica (hidráulica, eólica, etc.), ya que, normalmente se controlan con este tipo de automatizaciones.
- Servidores de teleoperación, que son los que conectan con los CC (Centros de Control), integrando directamente a la subestación en el sistema de telemando. De forma nativa se utiliza el protocolo IEC60870-5-104, con capa de

transporte-red TCP/IP, tácitamente estandarizado por las compañías, que actualmente no utilizan la nueva IEC61850 cara a los CC. Por compatibilidad con las instalaciones anteriores, permanece también implementado el IEC60870-5-101 (con capa de transporte / red serie banda base, pero que también admite encapsulado en TCP/IP).
- Servidor de mantenimiento, que suministra los datos de diagnóstico de la propia UTR y de los dispositivos conectados a ella.

La parte de la IEC61850 aplicada implementa el funcionamiento condicionado (enclavamientos, por ejemplo), ahorrando muchos costes y fuentes de error de los cableados convencionales. De este modo, el control está, al mismo tiempo distribuido en el espacio y concentrado en la UTR. El protocolo SV permite intercambiar valores de medidas de forma muy rápida entre las unidades de protección para regular los tiempos y los valores de medidas para, por ejemplo, provocar un disparo si es necesario.

La excesiva complejidad de este funcionamiento no suele estar al alcance de los operarios que habitualmente asisten a una subestación. Por ello la UTR se lo hace transparente mediante el **servidor web de monitorización, operación y configuración**, presentándoles una interfaz mucho más amigable y conocida para ellos, lo que hace que la norma y la tecnología se introduzca de forma no traumática a nivel personal. Es necesario recordar que el conocimiento realmente valioso de este personal es el de la propia subestación a nivel de potencia eléctrica y el manejo de la aparamenta de forma adecuada y segura y la solvencia en la reparación de averías de forma urgente. Este servidor es accesible a nivel local con una Tablet o Smart Phone del operario local o a nivel de cualquiera de los canales remotos.

# CONCLUSIONES

- El dispositivo diseñado presenta una solución realista y económica directamente aplicable a las subestaciones existentes y a las de nueva construcción.
- Totalmente modular a nivel de procedimientos, de modo que la adaptación a la instalación física se reduce en la mayoría de los casos a una configuración de procedimientos en marcha.
- Por la misma razón de la modularidad, es fácilmente expansible, pudiéndose adaptar a nuevas situaciones con nuevos procedimientos si es necesario.
- Observa situaciones específicas que han surgido de la experiencia en instalaciones, por ejemplo, adaptaciones a centrales de generación hidráulica o eólica.
- Seguridad en los canales de comunicación, especialmente en los de monitorización y configuración especiales (SSH y SSL).
- Servidor de monitorización, configuración y operación destinado a personal de mantenimiento y atención en subestación con diferentes niveles de acceso: operador de subestación o configurador de UTR.
- Integrado en la red de la compañía a nivel de enrutamiento, listas de máquinas de acceso, usuarios y permisos.

# HERRAMIENTA METAHEURÍSTICA DE ASISTENCIA A LA TOMA DE DECISIONES DE INVERSIÓN EN RENOVACIÓN DE CABLES MT, CON DATOS DISPONIBLES DE LA SMART GRID

**Borja Barricarte Navas,** Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Guillermo Allende Aranguiz,** Responsable Estandarización, i-DE, Grupo Iberdrola
**Lorena Jiménez Chillarón**, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Óscar Rodríguez Gutiérrez**, Estandarización, i-DE, Grupo Iberdrola
**Luis Carlos Bonfil Marti,** Responsable Mantenimiento, Región Este i-DE, Grupo Iberdrola
**David Gómez Arciniega**, Responsable Mantenimiento de red, Región Este i-DE, Grupo Iberdrola
**José Luis Picard López**, Responsable Planificación de red, Región Este i-DE, Grupo Iberdrola
**Marta García Pellicer**, Directora, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

**Resumen:** Para atenuar el impacto de las averías en red subterránea MT sobre la continuidad del suministro eléctrico, desde su planificación de renovación, operación y mantenimiento, se desarrolla una herramienta de apoyo a la toma de decisiones. La herramienta se aplica en cables MT de papel impregnado en aceite (PILC) a renovar y así planificar la adecuada priorización. Se proporciona como resultado un Índice de Priorización que se atribuye a cada tramo PILC a renovar en la Región Este de España de i-DE. Es un índice actualizado con el registro sistemático de incidencias y el avance en la ejecución de la renovación planificada. Centra la atención en cables cercanos al final de vida útil, permitiendo anticipar el fallo en base a su condición y estado.

**Palabras clave:** Renovación, cable PILC, asistencia toma decisiones, herramienta metaheurística.

## INTRODUCCIÓN

Las compañías eléctricas, tanto en España como en otros países, se enfrentan al reto tecnológico de una creciente demanda de suministro eléctrico. Mientras tanto, los cables de alimentación subterráneos instalados van envejeciendo en todas las redes, especialmente en las grandes ciudades y lugares en donde se adoptó de manera inicial o primigenia la modalidad subterránea de red en Media Tensión (MT). Con el objetivo de preservar la operación y servicio de la infraestructura de distribución eléctrica de cables subterráneos MT, así como optimizar la planificación de su renovación regulada, preservando la fiabilidad reglada de su servicio (calidad y seguridad del abastecimiento eléctrico), se hace necesario disponer de una herramienta de apoyo para establecer su ordenada priorización en la toma de decisiones.

Son muchas las distribuidoras y transportistas eléctricas, que se plantean la implantación de un índice de salud para determinar la condición de sus activos: GB Distribution Netwoks Operator [1], EDF, [2], [4], Stedin [5]. En el caso de i-DE, Grupo Iberdrola, ya hace algún tiempo que se evidenció la necesidad de implantar una metodología adecuada para el mantenimiento optimizado de los activos, debido principalmente a priorización de necesidades dentro de la limitación de la capacidad para su atención material en tiempo y dentro de un presupuesto finito asignado [6].

Un índice de salud es una herramienta que, alimentada desde los datos de diversas variables de entrada [7] (parámetros de diseño o características técnicas, averías registradas, condiciones de operación, inspecciones de mantenimiento), establece el estado del activo. Es decir, cómo se encuentra el activo en dicho momento. Se trata de una valoración absoluta.

La herramienta que se propone y describe en este artículo permite establecer el estado del activo.

La estructura que se sigue es la siguiente: origen de la herramienta, datos disponibles de la Smart Grid, metodología, resultados y conclusiones.

## HERRAMIENTA DE APOYO A LA TOMA DE DECISIONES

Se presenta una herramienta automatizada que se alimenta del registro sistemático de incidencias y estado topológico de la red. Dicha herramienta permite asignar un índice de prioridad de sustitución a cada tramo de cable MT PILC a renovar en la red de distribución eléctrica de i-DE en su Región Este de España.

Cabe mencionar que i-DE considera tres subdivisiones en la infraestructura eléctrica, correspondientes a: línea, tramo (parte de línea entre centros de transformación) y segmento (parte de tramo separada por uno o varios empalmes o cambios de sección).

## Origen

La herramienta nace debido a la necesidad de atenuar el impacto de las averías en la calidad y seguridad del suministro en grandes núcleos de población, a través de una mejor planificación de las acciones de renovación, operación y mantenimiento.

Los dos objetivos principales que persigue son:

1. Disponer de una **herramienta que permita mejorar la priorización de la renovación de activos** anticipándose a su fallo o al final de su vida. Es decir, generar el conocimiento necesario para mejorar el **criterio de priorización** habitual, en base al número de averías registradas en los cables subterráneos PILC de la infraestructura de Media Tensión en la ciudad de Valencia.

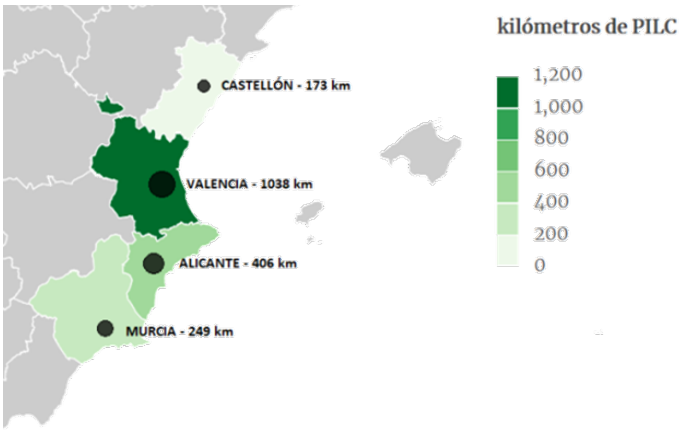



*Figura 1. Mapa conceptual de los kilómetros de cable tipo PILC, por provincias, en la Región Este de i-DE en España.*

2. Realizar un **aprovechamiento de los nuevos datos de la red** inteligente para la **gestión** de dichos activos, preservando tanto su adecuada operación como su servicio, con el fin de **optimizar las inversiones** reguladas en la infraestructura referida, así como la **fiabilidad de la red** de distribución, a través de la calidad y seguridad de su abastecimiento eléctrico.

## Datos disponibles de la Smart Grid

La información relativa al comportamiento y estado de la red de distribución eléctrica que como Smart Grid se registra en la actualidad y que se utiliza en la herramienta se puede agrupar en tres grandes bloques:

- Datos de Averías: Contemplan las incidencias registradas en la red: fecha de la avería, localización por línea y tramo, tipo de cable implicado, tipo de fallo y causa, y año de instalación del segmento implicado.
- Datos de topología de red: Se identifica la composición de cada línea y tramo, indicando los CTs entre los que se encuentran los diferentes segmentos existentes, la tipología de cable, su longitud, año de instalación y tensión nominal de explotación.
- Datos de la carga de la red: Información de la corriente horaria de las líneas en cabecera de subestación y, de forma progresiva, en los centros de reparto y transformación BT con supervisión avanzada, o bien por agregación de consumos.

Adicionalmente, a través de la colaboración ITE – i-DE también se han llevado a cabo otras actividades destinadas a aumentar el conocimiento sobre la degradación y diagnóstico de la condición de los cables de tecnología PILC, con la finalidad de mejorar la herramienta de apoyo a la toma de decisiones.

Entre estas actividades destacan ensayos eléctricos de tangente delta y ensayos químicos de espectroscopía infrarroja (FTIR), análisis termogravimétrico (TGA) y contenido en humedad sobre muestras de cable PILC retiradas de servicio,

junto con pilotos de monitorización de descargas parciales on-line en varias líneas de la ciudad de Valencia, evaluando su envejecimiento con la tecnología ofrecida por DIAEL y DNV-GL para anticipar la localización de potenciales averías, junto con el margen temporal para su renovación.

Además, se encuentran en desarrollo otras dos iniciativas: la posible aplicación de la nueva generación de relés de protección en cabecera de línea MT capaces de detectar las faltas intermitentes; y el posible diagnóstico del estado de envejecimiento del cable MT y sus accesorios (empalmes y terminales) a partir del registro de la evolución de la impedancia al paso de la señal de comunicaciones de PLC que se puede transmitir a través de los mismos.

Además de toda esta información actualmente disponible, gracias a los esfuerzos en el despliegue de las tecnologías de digitalización de las redes de distribución eléctrica y, en consecuencia, de su evolución progresiva efectiva hacia Smart Grids, éstas podrán contribuir como plataformas habilitadoras de nuevos datos para alimentar los modelos y algoritmos, y mejorar los resultados aportados por la herramienta de apoyo a la toma de decisiones. Hay que tener en cuenta que la disponibilidad de datos y su consistencia asociada (fiabilidad) son aspectos clave para su tratamiento matemático y, con ello, el mejor funcionamiento de este tipo de herramientas [3].

## Metodología

La herramienta de apoyo a la toma de decisiones se ha desarrollado para cables subterráneos de Media Tensión de aislamiento de papel impregnado en aceite (PILC). La metodología, con tecnología algorítmica del ITE (Instituto Tecnológico de la Energía), está basada en la determinación de un índice de priorización (IP) para cada tramo PILC de la red subterránea. El cálculo se realiza a partir de una combinación lineal de ocho variables y la ponderación según su importancia a través de unos pesos asociados, mediante la siguiente ecuación, que se calcula para cada tramo de línea, $i$:

$$IP_i = \sum_{j=1}^{8} \psi_{i,j} \cdot P_j \qquad (1)$$

Con:

| | |
|---|---|
| $IP_i$ | Valor del índice de priorización del tramo $i$ |
| $\psi_{i,j}$ | Valor normalizado de la variable $\psi_j$ para el tramo $i$ |
| $P_j$ | Peso asociado a la variable $\psi_{i,j}$ |
| $i$ | Tramo donde se estima el índice de priorización |
| $j$ | Cada una de las variables empleadas en el modelo |

Los valores de índice de priorización (IP) obtenidos son un número comprendido entre cero y uno, de manera que reflejan la urgencia en la sustitución de cada tramo PILC incluido en la herramienta, siendo uno el más prioritario y cero el menos prioritario de cara a su renovación.

La herramienta permite establecer una comparación relativa entre los diferentes tramos y focalizar la disponibilidad de medios y presupuesto en aquellos que presentan una mayor probabilidad de fallo.

Tras la ejecución de las sustituciones, los tramos finalmente renovados ya no son considerados y se re calculan los valores automáticamente, prescindiendo de ellos.

El esquema con el proceso de cálculo realizado se esquematiza en la siguiente figura:

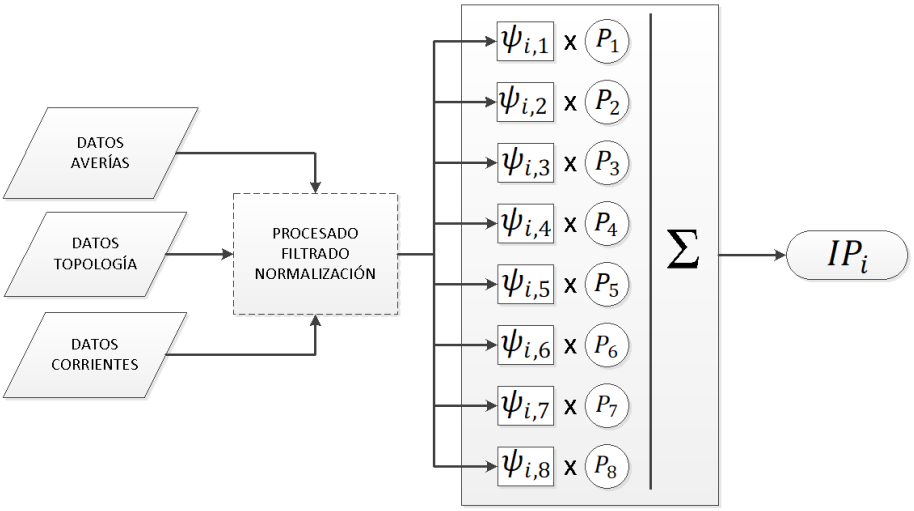



*Figura 2. Esquema de cálculo del índice de priorización.*

Debe apreciarse que las diferentes variables que forman parte del modelo resultan de un preprocesado de cada tipo de datos provenientes de las bases de datos que proporciona la Smart Grid. Por ello se requiere la aplicación de algoritmos de procesado de la información, filtrado y normalización de las variables, como se comenta en el siguiente apartado.

***Variables de entrada***

La selección de variables de entrada forma parte del concepto metaheurístico de la herramienta. Se han realizado análisis exhaustivos de los datos disponibles para establecer cuáles pueden contribuir como una indicación del estado del cable y/o su probabilidad de fallo. Tras el preproceso de datos se ha obtenido información útil con las siguientes ocho variables, para cada tramo $i$:

| j | Variable | Nomenclatura |
|---|---|---|
| 1 | Tasa de fallo prevista | $\psi_{i,1}$ |
| 2 | Averías anuales/100 km de papel | $\psi_{i,2}$ |
| 3 | Frecuencia y evolución de averías | $\psi_{i,3}$ |
| 4 | Tipología de cable | $\psi_{i,4}$ |
| 5 | Nº de accesorios/km papel | $\psi_{i,5}$ |
| 6 | Tensión de explotación | $\psi_{i,6}$ |
| 7 | Variación corriente horaria | $\psi_{i,7}$ |
| 8 | Faltas intermitentes | $\psi_{i,8}$ |

*Tabla I. Variables de entrada del modelo y su nomenclatura.*

Se describe, a modo de ejemplo, el proceso de obtención de la variable tasa de fallo ($\psi_{i,1}$) prevista que tiene en cuenta el modelizado de los tiempos de fallo de la infraestructura de Media Tensión de PILC como una distribución estadística de Weibull. Para ello se utilizan como datos la información de averías (fecha de la incidencia y año de instalación del segmento averiado) e información topológica de red (longitud y año de instalación del segmento PILC).

El proceso de cálculo de esta variable tiene dos partes diferenciadas. Por un lado, es necesario estimar una edad representativa de la antigüedad de cada tramo. Esto se realiza a través del año de instalación promedio de los segmentos PILC que lo configuran, ponderado en función de sus longitudes. Una vez conocido el año de instalación promedio de cada tramo, la obtención de la edad promedio del mismo se establece por diferencia con el año de referencia de cálculo del índice de priorización.

Por otro lado, a partir del mencionado análisis estadístico de la edad promedio referida de los cables, se pueden parametrizar las curvas a través de los coeficientes de factor de escala ($\theta$) y forma ($\beta$) [8]. La información de dichos coeficientes, junto con la edad estimada de los tramos PILC, se emplea para calcular la curva representativa de la tasa de fallo prevista.

Tras el proceso de obtención de los valores de las diferentes variables es necesario una etapa de filtrado, y por último, otra etapa de normalizado.

La primera de ellas tiene la finalidad de corregir los valores extremos (o atípicos) que puedan distorsionar la distribución de resultados y por tanto, alterar la comparación entre unos y otros. La metodología seguida está basada en los diagramas de cajas de John W. Tukey [9], de manera que se saturan aquellos valores que superan el límite superior (constituido como la suma del tercer cuartil más 1.5 veces el rango intercuartílico), al valor de dicho límite.

Una vez realizado el filtrado de valores atípicos, la etapa de normalizado permite definir una escala común de manera que los valores obtenidos para la variable calculada sean comparables con el resto de variables del modelo. La normalización se efectúa a través de un escalado sobre el valor máximo del conjunto de la infraestructura PILC.

Finalmente, se obtiene el valor normalizado de la variable de entrada correspondiente para cada tramo $i$ considerado en el modelo de priorización.

## RESULTADOS

Para ilustrar parte de los resultados obtenidos, se presenta un listado ordenado de los tramos $i$ de línea en función del valor de índice de priorización obtenido ($IP_i$), de mayor a menor prioridad.

Para facilitar al equipo que realiza la gestión de la renovación, la interpretación de los resultados, se asigna un código de colores "semafórico" a cada uno de los tramos de tal forma que se identifiquen claramente las categorías de prioridad (ver figura 3):

- Color rojo: Tramos con mayor prioridad de renovación
- Color amarillo: Tramos con prioridad intermedia de renovación
- Color verde: tramos con menor prioridad de renovación

| POSICION IP | ID TRAMO | VALOR IP | METROS | METROS ACUMULADOS |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 9875 | 0.97 | 117 | 117 |
| 2 | 10136 | 0.96 | 842 | 959 |
| ... | ... | ... | ... | ... |
| 540 | 11745 | 0.73 | 731 | 99.897 |
| 541 | 13612 | 0.72 | 90 | 99.987 |
| 542 | 14122 | 0.71 | 144 | 100.131 |
| 543 | 11902 | 0.71 | 57 | 100.188 |
| ... | ... | ... | ... | ... |
| 1332 | 1503070 | 0.44 | 184 | 199.662 |
| 1333 | 10143 | 0.43 | 323 | 199.985 |
| 1334 | 1512340 | 0.42 | 69 | 200.054 |
| 1335 | 12506 | 0.42 | 202 | 200.256 |
| ... | ... | ... | ... | ... |

*Figura 3. Ejemplo de listado de tramos de línea ordenados, con sus respectivas códigos de prioridad.*

El límite entre las diferentes categorías de prioridad se determina en función del criterio de i-DE a partir de la responsabilidad operativa en la red que desempeña cada cable/tramo que se pondera mediante el análisis integral de riesgos en base a la potencia no garantizada (PNG) que provocaría su avería en contingencia de fallo simple (n-1), junto con la previsión de longitudes (km) a sustituir en las próximas partidas de renovación.

Hasta la fecha, la aplicación de la herramienta ha estado centrada en la región metropolitana de la ciudad de Valencia. Como punto a destacar, cabe mencionar que se ha realizado un seguimiento de las averías acontecidas en los últimos años en dicha ciudad, coincidiendo la mayor concentración de las mismas en varias líneas identificadas con las primeras posiciones del listado de índice de priorización obtenido (color rojo – mayor prioridad de sustitución). Estas primeras

aproximaciones constatan la utilidad de la herramienta como medida para la atenuación del impacto de las averías, al enfocar el esfuerzo de las actuaciones de renovación sobre los tramos priorizados con esta herramienta.

## CONCLUSIONES

En este artículo se ha presentado una herramienta para la ayuda a la toma de decisiones en la renovación de cables subterráneos de Media Tensión de aislamiento de papel impregnado en aceite (PILC). Dicha herramienta, articulada a través de un índice de priorización, permite planificar la renovación progresiva de los tramos focalizando los recursos en aquellos cables cercanos al final de su vida útil, permitiendo de esta manera atenuar el impacto por avería.

Actualmente, las compañías eléctricas están implantando progresivamente la digitalización en sus redes, y su transición hacia las denominadas Smart Grids está siendo notable. Este hecho abre las puertas a nuevas posibilidades de explotación de los datos emergentes de la red. La disponibilidad de herramientas como la presentada en este artículo contribuye a la valorización del dato que, mediante la aplicación de determinados algoritmos y reglas, permite al gestor disponer de mayor información sobre el estado de sus activos de red, permitiendo una mejor gestión de los mismos, y de manera integrada con el conocimiento propio de la red, desde la operación y planificación de la misma.

Como próximos pasos de desarrollo se continuará con el proceso de perfeccionamiento de la herramienta a través de la captación de nuevos datos de la Smart Grid requeridos por los algoritmos incorporados, y se efectuará la extensión metodológica de la herramienta a otras regiones y activos. Además, se encuentran en desarrollo otras dos iniciativas: la posible aplicación funcional de los relés de línea MT capaces de detectar las faltas auto extinguidas; y el posible diagnóstico del estado de envejecimiento del cable MT y sus accesorios a partir de la impedancia al paso de la señal de comunicaciones de PLC en los mismos.

## AGRADECIMIENTOS

El desarrollo de esta herramienta ha sido posible gracias al apoyo, iniciativa y los datos de la Smart Grid de i-DE, en estrecha colaboración con el ITE, centro tecnológico líder de la red de excelencia Cervera HySGrid+ (EXP - 00122779 / CER-20191019) apoyada por MICINN a través de CDTI.

## REFERENCIAS

[1] Booth, J. et. al, 2017, DNO Common Network Asset Indices Methodology. A common framework of definitions, principles and calculation methodologies, adopted across all GB Distribution Network Operators, for the assessment, forecasting and regulatory reporting of Asset Risk.
[2] Dorison, E., Lesur, F., Meurice, D. & Roinel, G., 2007, Health Index, Jicable 07, Paris.
[3] Gilabert, J. et. al, 2018. MAIGE - IoT infrastructure for online asset management, CIGRE, Paris.
[4] Puluhen, B., Dorison, E., Murin, V. & Tambrun, R., 2011, Health Index: A Technical Indicator of Underground Network Reliability, CIRED. 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt.
[5] Steennis, E.F., Buys, P., Mehairjan, R., Mehairjan, P.Y. & V. D. Wielen, P., 2014, Smart Cable Guard for PD-online monitoring of MV underground power cables in Stedin's network, International Conference on Condition Monitoring & Diagnosis, Jeju.
[6] Tejedo, J. R., 2016, Metodología de gestión de activos aplicada a las subestaciones en base a índices de criticidad y salud, Jornadas Técnicas del Comité Nacional de CIGRE, Madrid.
[7] Vermeer, M., Wetzer, J., V. D. Wielen, P., Haan, E. d. & Meulemeester, E. d., 2015, Asset-management decision-support modeling, using a health and risk model, IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven.
[8] WG D1.39, 2017, TB 706: Guidelines for the use of Statistics and Statistical tools on life data, CIGRE.
[9] Wickham, H. & Stryjewski, L., 2011, 40 years of boxplots.

# AUTOMATIZACIÓN DE LOS LISTADOS DE SEÑALES DE LA INGENIERÍA DEL SISTEMA INTEGRADO DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

**David Llombart Estopiñan**, Director de Subestaciones Eléctricas, Fundación Circe
**Jose María Marro Guerrero**, Smart Grid Devices, Network Technology Iberia, E-Distribución redes digitales
**Carlos Silvestre Roy Gordo**, Investigador/Técnico Subestaciones Eléctricas, Fundación Circe

**Resumen:** Este proyecto da los primeros pasos de automatización de la realización de la ingeniería del sistema integrado de control y protección (SICP) de una subestación eléctrica de una compañía eléctrica. CIRCE y E-Distribución redes digitales (EDRD), han diseñado una aplicación para realizar automáticamente los listados de señales de las tarjetas de telecontrol, con las que se programa la base de datos de la RTU de la SET. La aplicación, recoge la información de los esquemas desarrollados, la trata y ordena, y crea las hojas Excel de señales rellenadas tal y como tiene estandarizado EDE. Ello ha conseguido ahorrar mucho tiempo, tanto el propio de rellenar los listados manualmente, como el de corregir los errores que se detectaban al comprobar la base de datos. La investigación realizada en este proyecto, permite ser optimistas en la creación de un paquete de herramientas que permita automatizar gran parte de los procesos de realización de la ingeniería SICP, tanto de nuevas subestaciones como de reformas de subestaciones actuales, sin tener que adecuar previamente la ingeniería existente.

**Palabras clave:** Subestaciones, Distribución, Control, Operación, Protección y Automatización.

## ANTECEDENTES

### Descripción ingeniería de control y protección de una subestación eléctrica

La ingeniería de detalle del sistema integrado de control y protección (SICP) de una subestación eléctrica está compuesta por las colecciones de cada posición (línea, transformador, batería de condensadores, medida de barras, RTU, etc.), cada colección está formada por los esquemas desarrollados, esquemas de conexionado, listados de componentes, listados de señales, etc.

En los esquemas desarrollados se representan los distintos circuitos de funcionamiento del sistema, además de estos y para facilitar su seguimiento, se realizan las tablas de referencias de páginas de los circuitos y contactos de los esquemas de control de la aparamenta, de los IEDs y de todos los relés auxiliares, magnetotérmicos, pulsadores, etc, que componen el sistema SICP de la posición.

En los esquemas de conexionado se representa como se tienen que conectar los terminales de cada IED o componente del sistema SICP, mediante hilos con las bornas de los armarios, y la de estos, mediante mangueras de hilos, con las bornas de los cajones de control de la aparamenta.

Los listados de señales de la ingeniería SICP de E-Distribución redes digitales (EDRD), son unas hojas Excel con el formato normalizado, en el que se rellenan los datos de las tarjetas de señales, mandos y medidas de las tarjetas de telecontrol de todas las posiciones de la SET. A partir de ellas, y de los listados de señales de los IEDs de la SET, EDE realiza la base de datos de la Remote Terminal Unit (RTU) de la SET, equipo con el que se conecta la SET con el centro de control de EDE.

Actualmente los esquemas de la ingeniería SICP de una compañía eléctrica se realizan con un software CAD, y los listados en hojas Excel. Estos esquemas están compuestos por líneas y textos, sin ningún tipo de “inteligencia” implementada, por lo que realización de los índices, listados, tablas de referencias, esquemas de conexionado, se realizan manualmente a partir de la información de los esquemas desarrollados. Los listados también se rellenan manualmente a partir de la información implementada en los esquemas desarrollados.

El número total de esquemas y hojas de listados que forman la ingeniería SICP de una subestación mediana, puede estar entre 1.000 y 2.000. Una grande, 4.000, 5.000, etc. Estos números dan una idea de la cantidad de datos, metidos a mano, que hay en la ingeniería SICP de una subestación eléctrica.

La realización de los circuitos de funcionamiento del sistema SICP conllevará entre el 40 % y 70 % del tiempo de realización de la ingeniería, dependiendo de la complejidad de la misma. El resto de trabajo, de menor dificultad

técnica pero no menos laboriosidad, es la realización de los cajetines, índices, tablas, listados y esquemas de conexionado.

## Programas informáticos existentes para realizar ingeniería SICP

Desde hace años existen varios programas informáticos para realizar ingeniería SICP, estos programas realizan automáticamente los cajetines, índices, tablas, listados y esquemas de conexionado. Para posibilitar esto en los esquemas desarrollados hay que implementar cierta "inteligencia" en los dibujos, es decir, hay implementada información oculta que permite automatizar, por lo que realizar estos mediante este tipo de software cuesta más tiempo que si se realizan de manera "tradicional".

Estos programas informáticos no han sido utilizados por las compañías eléctricas, porque el implementar el proyecto tipo (proyecto a partir del cual se realiza la ingeniería SICP de una posición) de una compañía eléctrica requeriría mucho esfuerzo inicial, ya que habría que redibujar todo el proyecto en los formatos del software y dotarles de los atributos que aportan la "Inteligencia" a los esquemas. Además, la compañía no podría realizar con este software trabajos de reformas del sistema SICP de posiciones existentes (que es gran parte del trabajo que tiene una compañía actualmente), ya que costaría más implementar la ingeniería existente en el software, que realizar el trabajo tal y como se realiza ahora. Otra razón, es que EDE no quiere depender de un software comercial, ya que dependería completamente de él.

## Necesidad planteada para automatizar la ingeniería SICP de EDE

Debido a las razones de no implantar un software comercial de ingeniería SICP, EDE tomó la determinación de realizar aplicaciones propias, por lo que, la solución para automatizar la realización de los cajetines, índices, tablas, listados y esquemas de conexionado, pasa por realizar aplicaciones que sean capaces de leer la ingeniería actual, sin tener que aplicar, a poder ser, "inteligencia" previamente.

## PROYECTO

El objetivo del proyecto es crear una aplicación que cree los listados de señales de la ingeniería SICP de EDE, a partir de los esquemas desarrollados de la misma, sin tener que variar el formato de los mismos ni aumentar el tiempo de su realización.

El objetivo secundario, y no menos importante, es investigar la posibilidad de extraer la información necesaria de los esquemas, tal y como están realizados actualmente, para poder automatizar procesos de realización de ingeniería SICP.

El escenario del proyecto representado de la Figura 1 está formado por actores digitales: los esquemas desarrollados en CAD, la base de datos y el listado de señales Excel. Y, en este escenario, la automatización mediante sistemas informáticos es la herramienta que mejor se adapta.

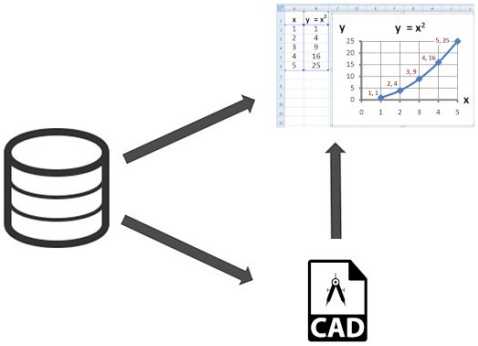



*Figura 7. Escenario digital. Base de datos, CAD y Excel*

# METODOLOGÍA Y RECURSOS

Para la realización de esta tarea CIRCE, en colaboración con E-Distribución redes digitales (EDRD), ha creado una aplicación desarrollada en .NET[1]. Para ello, se ha aplicado el paradigma de Programación Orientada a Objetos, aprovechado las ventajas que .NET ofrece. Algunas de estas ventajas son: el soporte de múltiples lenguajes de programación, el fácil desarrollo basado en componentes, la simplificación del despliegue de las aplicaciones, el amplio soporte para la Biblioteca de Clases Base, etc. Para la creación de dicha aplicación se ha utilizado el editor de código Microsoft Visual Studio Community 2015.

El formato de los esquemas desarrollados es DWG (DraWinG), formato nativo del software AutoCAD de Autodesk, y la extracción de información de los esquemas desarrollados en DWG se emplea un conjunto de funciones y procedimientos; un API (Application Programming Interface)[2]. Autodesk proporciona este API con el objeto de que los desarrolladores de aplicaciones creen herramientas y nuevas tecnologías, que amplíen sus productos ofreciendo: eficiencia, integración, adaptación y automatización. El espacio de nombres de este API es Autodesk.AutoCAD y se integra perfectamente en el editor de código Microsoft Visual Studio Community 2015.

La información relativa a las señales de las tarjetas de telecontrol de la subestación eléctrica se encuentra en un archivo con formato MDB (Microsoft Data Base), propiedad de EDE. Se trata de una base de datos con la que se complementa información extraída de los esquemas desarrollados, y aporta datos para completar los listados de señales en Excel. En la plataforma .Net, contamos con el espacio de nombres System.Data que proporciona clases y herramientas que permiten acceder a la información de este tipo de archivos.

El último actor del escenario es un archivo tipo plantilla Excel. Será el destino final de la información extraída de los esquemas desarrollados y complementada con la información de la base de datos. Con este elemento, la aplicación se comunica empleando otro conjunto de herramientas que, .Net, agrupa en el espacio de nombres Microsoft.Office.Interop.Excel.

A los esquemas desarrollados se les ha dotado de cierta "inteligencia", añadiendo unos objetos creados para ser leídos por la aplicación. Éstos, garantizan el 100% de fiabilidad de los datos obtenidos. Podemos ver estos objetos en la Figura 2.

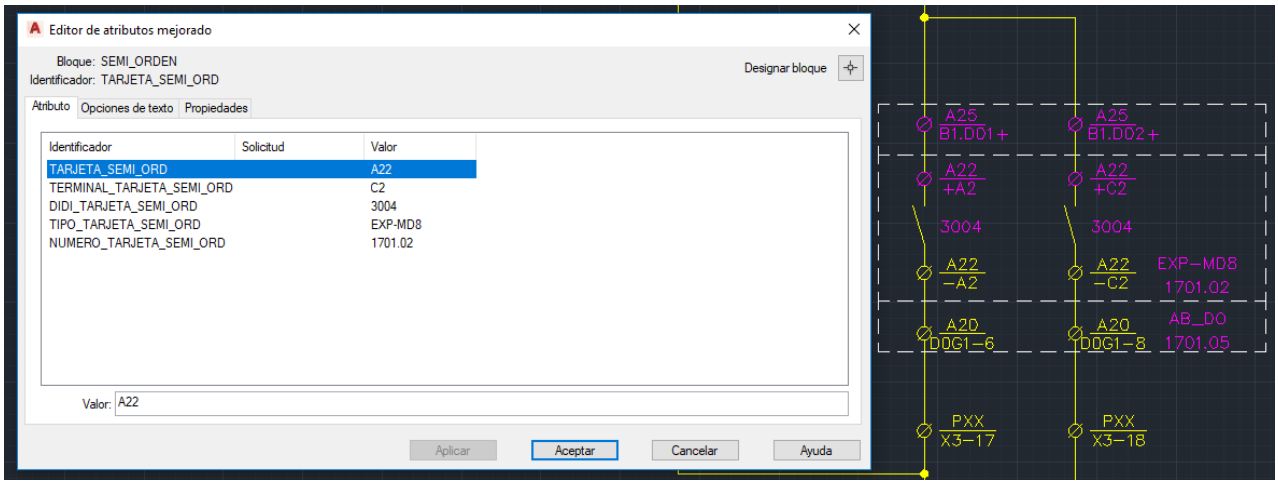



*Figura 8. Objetos añadidos a los esquemas desarrollados.*

El reto de la aplicación es extraer del archivo DWG información relacionada con estos bloques y que está contenida en textos, como los de la Figura 3. Estos están situados en determinada posición, con respecto a dichos bloques, que hay que seleccionar de entre el resto de los textos.

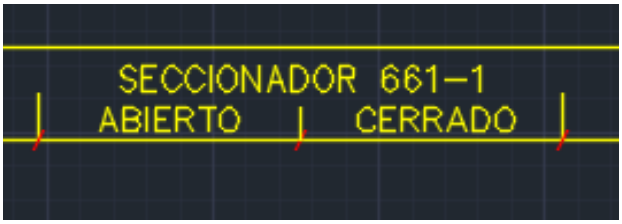



*Figura 9. Ejemplo de textos.*

Otro ejemplo de información extraída de los esquemas desarrollados lo vemos en la Figura 4. Al tratarse de unos esquemas estandarizados, los textos cumplen unos criterios en cuanto a forma, codificación y posición que ocupan en el dibujo.

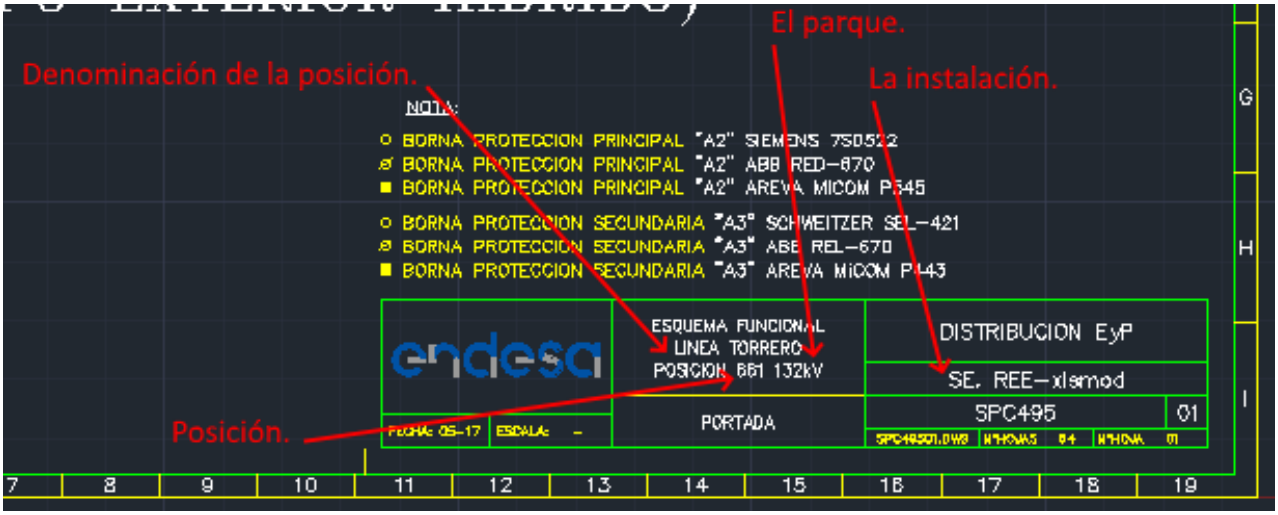



*Figura 10. Datos extraídos de los esquemas desarrollados.*

En otras ocasiones, la información se obtiene de objetos del dibujo, como líneas situadas en determinada posición. Es el caso de la Figura 5, en el que la línea situada encima del texto "255" determina que la señal de la tarjeta de telecontrol es negada. La aplicación determina, por tanto, que la señal es negada, y así lo recogerá en el listado de señales.

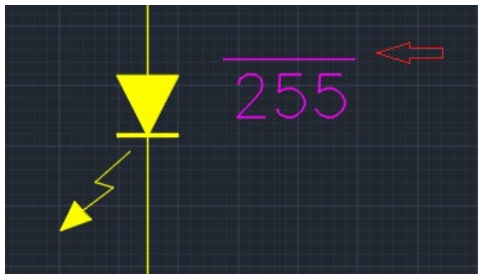



*Figura 11. Ejemplo de señal negada mediante una línea dibujada encima del texto.*

## RESULTADOS

Se ha logrado una aplicación compatible con el escenario digital, que extrae de los esquemas desarrollados en CAD la información necesaria, y completa con esta información los listados de señales de las tarjetas de telecontrol. La tarea la realiza en segundos, sin cometer errores de transcripción.

Se ha conseguido leer y transcribir gran parte de información de los esquemas desarrollados, no obstante, para este proyecto se decidió dotar de cierta "inteligencia" al proyecto tipo para poder recoger una serie de datos, se decidió realizar así, porque garantiza la fiabilidad del 100%, el esfuerzo no es muy grande y una vez realizado en el proyecto tipo, no hay que volver a realizarlo cuando se confecciona la ingeniería de cada subestación.

Esta aplicación ha permitido eliminar los errores que se cometían al realizar los listados de señales de cada posición, estos eran subsanados una vez se realizaba la base datos de la RTU de la SET y las pruebas de puesta en marcha de la SET.

La implementación de la aplicación en el proceso de realización de la ingeniería SICP de EDE, ha contribuido a eliminar el tiempo de realización de los listados de señales por un lado, y a eliminar el tiempo de solventar los errores, por otro.

En la Figura 6 se muestra una pequeña parte del archivo Excel completado con el formato requerido, los datos rellenados son los reflejados en rojo y en verde.

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 1111.01 | AB_DI | | | | | | | | | | | |
| | #N/D | 668 | 1111.01_DI01 | | 350 | | | INTERRUP | | POSICION (R) | | | OFF | | |
| | #N/D | 668 | 1111.01_DI02 | | 350 | | | INTERRUP | | POSICION (R) | | | ON | | |
| B-601 | #N/D | 668-1 | 1111.01_DI03 | | 477 | | | SEC. | B-601 | POSICION | | | OFF | | |
| B-601 | #N/D | 668-1 | 1111.01_DI04 | | 477 | | | SEC. | B-601 | POSICION | | | ON | | |
| B-602 | #N/D | 668-2 | 1111.01_DI05 | | 477 | | | SEC. | B-602 | POSICION | | | OFF | | |
| B-602 | #N/D | 668-2 | 1111.01_DI06 | | 477 | | | SEC. | B-602 | POSICION | | | ON | | |
| | #N/D | 668-R | 1111.01_DI07 | | 477 | | | SEC. | | POSICION | | | OFF | | |
| | #N/D | 668-R | 1111.01_DI08 | | 477 | | | SEC. | | POSICION | | | ON | | |
| | #N/D | 668-T | 1111.01_DI09 | | 477 | | | SEC. | | POSICION | | | OFF | | |
| | #N/D | 668-T | 1111.01_DI10 | | 477 | | | SEC. | | POSICION | | | ON | | |
| | #N/D | INS | 1111.01_DI11 | | 2023 | SE LIBRE | | | | | | | | | |
| | #N/D | INS | 1111.01_DI12 | | 2023 | SE LIBRE | | | | | | | | | |
| | #N/D | INS | 1111.01_DI13 | | 2023 | SE LIBRE | | | | | | | | | |
| | #N/D | INS | 1111.01_DI14 | | 2023 | SE LIBRE | | | | | | | | | |
| | #N/D | INS | 1111.01_DI15 | | 2023 | SE LIBRE | | | | | | | | | |
| | #N/D | INS | 1111.01_DI16 | | 2023 | SE LIBRE | | | | | | | | | |
| | | | 1111.02 | AB_DI | | | | | | | | | | | |
| | #N/D | INS | 1111.02_DI01 | | 2023 | SE LIBRE | | | | | | | | | |
| | #N/D | INS | 1111.02_DI02 | | 2023 | SE LIBRE | | | | | | | | | |
| 2ºBAT | #N/D | 668 | 1111.02_DI03 | | 376 | | | INTERRUP | 2ºBAT | MAG.MOTOR CC AB | | | | | |
| 2ºBAT | #N/D | PE_CANTERA | 1111.02_DI04 | | 1314 | | | MAGNETO | 2ºBAT | SEC/S MOTOR ABTO | | | | | |
| | #N/D | INS | 1111.02_DI05 | | 2023 | SE LIBRE | | | | | | | | | |
| | #N/D | 668 | 1111.02_DI06 | | 531 | | | INTERRUP | | ACTUACION ANTIBOI | | | | | 3 |
| | #N/D | PE_CANTERA | 1111.02_DI07 | | 225 | | | MAGNETO | | CALEFACCION ABIER | | | | | |
| | #N/D | 668 | 1111.02_DI08 | | 375 | | | INTERRUP | | MUELLES DESTENSA | | | | | 20 |
| | #N/D | INS | 1111.02_DI09 | | 2023 | SE LIBRE | | | | | | | | | |
| | #N/D | PE_CANTERA | 1111.02_DI10 | | 1870 | | | SEC/S | | FALLO EN MANIOBRA | | | | | 10 |
| | #N/D | 668 | 1111.02_DI11 | | 377 | | | INTERRUP | | ALARMA NIVEL-1 SF6 | | | | | |
| | #N/D | 668 | 1111.02_DI12 | | 519 | | | INTERRUP | | BLOQUEO NIVEL-2 SF | | | | | |
| | #N/D | INS | 1111.02_DI13 | | 2023 | SE LIBRE | | | | | | | | | |
| | #N/D | INS | 1111.02_DI14 | | 2023 | SE LIBRE | | | | | | | | | |
| | #N/D | INS | 1111.02_DI15 | | 2023 | SE LIBRE | | | | | | | | | |
| | #N/D | INS | 1111.02_DI16 | | 2023 | SE LIBRE | | | | | | | | | |

Página 3

*Figura 12. Listado de señales.*

## CONCLUSIONES

La aplicación creada, representa un primer paso en la automatización de la ingeniería (SICP). Se ha logrado extraer información relacionada con los bloques "inteligentes" añadidos en los esquemas, y más importante, se ha logrado extraer, sin errores, la información necesaria para rellenar el listado de señales, de textos implementados en los esquemas.

En el futuro, posiblemente, los bloques "inteligentes" no serán necesarios, una vez desarrollados los esquemas por parte de ingeniería, se automatizarán para llegar a la base de datos de la RTU directamente. Será el proceso mas lógico, ir suprimiendo pasos; así, posiblemente, el archivo Excel desaparezca, sustituido quizás por un informe opcional sin vinculación con la base de datos de la RTU.

La investigación realizada y el conocimiento adquirido por EDE y CIRCE en la realización de este proyecto, permite ser optimistas en la creación de un paquete de herramientas que permita automatizar gran parte de los procesos de realización de la ingeniería SICP de la compañía, no sólo para realizar los cajetines, índices, tablas, listados y esquemas de conexionado, si no para realizar otro tipo de procesos como sustitución de IEDs o aparamenta.

## REFERENCIAS

[1] https://docs.microsoft.com/es-es/dotnet/visual-basic/ (02/2019)
[2] https://www.autodesk.com/developer-network/platform-technologies/autocad (02/2019)

# IMPLEMENTACIÓN DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA LOCAL EN BASE A TECNOLOGÍAS DE AGREGACIÓN - EL EJEMPLO DEL PROYECTO EUROPEO DRIVE (H2020)

**Fabio Maria Aprà**, Analista de energía, R2M Solution
**Juan Manuel Espeche**, Coordinador de proyecto, R2M Solution

**Resumen:** El paradigma actual de Smart Grid para respuesta a la demanda se basa en la gestión centralizada de un número limitado de activos controlables individualmente a través de estrategias de control simples. DRIvE desarrolla, demuestra y valida una infraestructura informática completa e integrada compuesta de soluciones de gestión energética que habilitan la participación de edificios terciarios y residenciales en los programas de respuesta a la demanda. Además, la solución está integrada en una plataforma para la gestión segura y efectiva de la flexibilidad a nivel de la red de distribución, para garantizar beneficios a todos los actores involucrados en el sistema.

**Palabras clave:** Respuesta a la demanda (RD), flexibilidad, agregación, comunidad energética local (CEL), smart grids

## INTRODUCCIÓN

La actual forma de implementar respuesta a la demanda limita la explotación completa del potencial y de los servicios posibles comparado con otras alternativas de gestión de la red eléctrica. La falta deinteracción directa entre los productores de energía y los usuarios finales, que además hoy en día muestran gran interés en participar de forma activa en la transición energética hacia sistemas con energías limpias, limita la potencialidad de esta solución. Faltan en el mercado soluciones confiables y económicas que lideren el camino hacia la nueva generación de Smart Grids.

En esta dirección, el proyecto europeo DRIvE, orientado a la implementación de tecnologías de respuesta a la demanda (RD) y la agregación, tiene como objetivo de validar en 6 pilotos europeos las funcionalidades y los beneficios de la integración de la RD en infraestructuras existentes.

En estos estudios de caso, los conceptos no son de ciencia ficción. Son ejemplos reales y totalmente factibles si sólo conectamos los puntos. Claramente, la discusión y difusión de estos estudios de caso (y las diferentes maneras en que la red local puede ser desarrollada y administrada) son necesarias para hacer que más actoreslocales del área tomen conciencia y se preparen para establecer esquemas de inversión, para que esto sea factible a gran escala.

Desde R2M estamos avanzando en el desarrollo de pilotos similares en España, y parece que las condiciones están dadas para ello. En 2016, la Directiva Europea COM (2016) 864 definió el concepto de Comunidad Energética Local (CEL) como: “una entidad jurídica que esté controlada por accionistas o miembros locales, generalmente orientada al valor más que a la rentabilidad, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios; y dedicada a la generación distribuida y a la realización de actividades de un gestor de red de distribución, suministrador o agregador a nivel local...“ [1]. Asimismo, se establece que “ los Estados miembros garantizarán que las comunidades de energías renovables tengan derecho a: a) producir, consumir, almacenar y vender energías renovables, en particular mediante contratos de compra de electricidad renovable; b) compartir, en el seno de la comunidad de energías renovables, la energía renovable que produzcan las unidades de producción propiedad de dicha comunidad y c) acceder a todos los mercados de la energía adecuados tanto directamente como mediante agregación de manera no discriminatoria”.

En España, se espera que la trasposición de esta Directiva Europea ocurra para finales de 2020, tal y como ha informado recientemente el IDAE [2]. De hecho, el propio IDAE lleva un tiempo tratando de impulsar estas CEL, como evidencia la publicación de una Guía-Manual [3] para su promoción, en la que se explican los nuevos actores y el importante rol de las administraciones públicas, las barreras y los factores de éxito para la constitución de esta nueva figura jurídica.

## El proyecto DRIvE

DRIvE es un proyecto europeo del marco H2020, que se ha desarrollado desde el 2018 con 10 partners europeos y con la experimentación de las propuestas en 6 casos pilotos. DRIvE permite e impulsa la gestión de la flexibilidad de los edificios y distritos mediante la mejora de las capacidades de respuesta a la demanda de los usuarios de la red, desbloqueando así nuevos modelos de negocio y servicios, y allanando el camino hacia un mercado de RD completamente desplegado en la red de distribución.

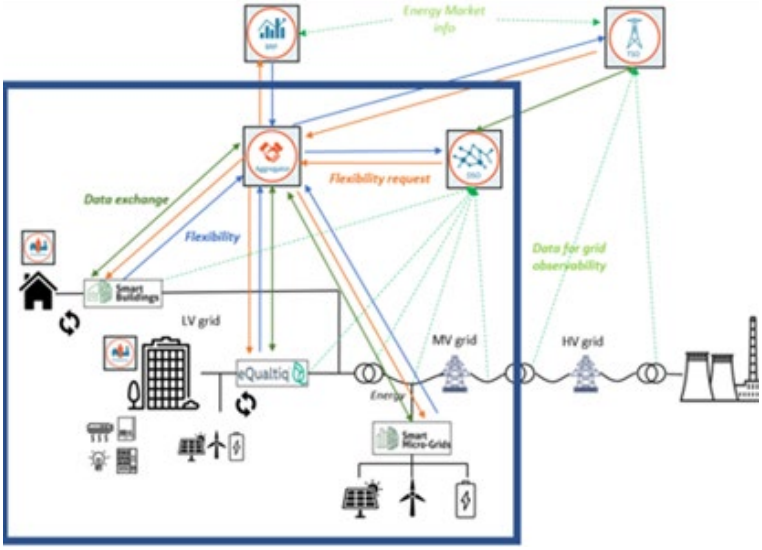



*Figura 1. Esquema simplificado del funcionamiento del proyecto DRIvE*

DRIvE se centra en la red de distribución (media y baja tension), desarrollando soluciones que permitan la colaboración de edificios (comerciales y residenciales) y activos de red (recursos energeticos distribuidos, almacenamiento), proporcionando una plataforma de gestión de la flexibilidad totalmente interoperable para los agregadores, capaz de comunicarse, por un lado, con los usuarios de la red y, por otro, con los gestores de redes de distribución.

Los edificios se conectan a la red a través de las tecnologías básicas de DRIvE (eQualtiq [4] para edificios terciarios y SmartBuildings [5] para edificios residenciales y domésticos). Como parte del proyecto, estos dispositivos se mejorarán e integran con algoritmos avanzados de previsión, optimización y seguridad cibernética. La comunicación bidireccional habilitada con el agregador permite a los edificios participar tanto en esquemas de RD implícitos (o basados en precios) como explícitos (o basados en incentivos); a su vez, el agregador aprovecha la flexibilidad liberada para ofrecer nuevos servicios a los usuarios de la red de distribución.

La plataforma usada permite la optimización a nivel de edificio/red, a nivel de CEL y a nivel de red de distribución. Como parte del proyecto, el enfoque se integra dentro de las tecnologías existentes en los pilotos, ampliando sus alcances y funcionalidades. Ademas, se combina con la novedosa tecnología Blockchain, impulsando la creación de CELs, formadas por prosumidores y gestores de edificios que comparten y flexibilizan el intercambio energético para maximizar el ahorro de costes y los ingresos. DRIvE concretiza y extiende el mecanismo de coordinación del mercado desarrollado por el Marco de Energía Inteligente Universal (USEF) [6]. Esto divide las operaciones de gestión de la flexibilidad en dos fases basadas en el "tiempo de entrega", para cumplir e interrelacionar con la estructura y los mecanismos actuales del mercado energético. Durante la fase de “Planificar y Validar”, que dura desde el día anterior al de la entrega hasta 15 minutos antes, la flexibilidad puede ser negociada en mercados apropiados (ya sean globales o locales) para satisfacer las necesidades de las partes interesadas de la red.

***Objetivos del proyecto (a largo plazo y en paralelo a los avances de la regulación)***

- Desbloquear el potencial para la implementación de programas de RD en edificios residenciales y terciarios a través de soluciones económicas y 100% interoperables que integran algoritmos avanzados de optimización y predicción de demanda.
- Optimización de la flexibilidad en la red de distribución a través de una plataforma informática integrada para sistemas de RD basada en sistemas multi-agente (MAS) [7] y orientada para su uso por agregadores. La plataforma integra los últimos avances en control distribuido en tiempo real, inteligencia artificial y comunicaciones.
- Involucrar y estimular la participación de usuarios finales en programas de respuesta a la demanda a través de un portal del consumidor dedicado.

*Figura 2. El esquema de protocolo de cyber seguridad de DRIvE*

En última instancia, al liberar el potencial de RD de la red de distribución, dentro de los pilotos se generan nuevas oportunidades de negocio para los agregadores, lo que a su vez resulta en un valor añadido para las partes interesadas en la red y para los propios usuarios individuales. Para traducir estas oportunidades en productos comercialmente viables, los resultados tecnológicos de DRIvE están acompañados de modelos de negocio y estrategias de mercado adecuadas para asegurar un proyecto altamente rentable para todas las partes involucradas (administración pública, agregador, usuarios) con potencial de réplica en otros lugares similares.

## Metodologia de testeos

La solución DRIvE desarrollada en el proyecto, se planificó originalmente para ser probada en tres modos de validación:

- ***Simulación offline*** es el modo de simulación tradicional que se basa en el uso de modelos medios y en el que el paso de tiempo de simulación no corresponde al tiempo real. Tradicionalmente este modo de validación se basa en el uso de herramientas comerciales como Matlab/Simulink o Wolfram Mathematica.
- ***Híbrido, emulación ciberfísica*** representa la metodología de "hardware in the loop" (HIL) [8], comúnmente utilizada en el desarrollo y prueba de software incorporado en los dominios de la ingeniería aeroespacial, automotriz y de electrónica de potencia, pero modificada para el dominio de los sistemas de potencia modernos y los programas de respuesta a la demanda en particular. En resumen, el modo híbrido permite probar el sistema DRIvE real y su hardware habilitador de agregación en el borde de la red, pero controlando una emulación en tiempo real de los dispositivos agregados.
- ***Pruebas física*** supone que la plataforma DRIvE está controlando dispositivos físicos reales en el entorno de producción. Tradicionalmente, las pruebas físicas pueden dividirse en dos fases. La primera fase, es conectar los dispositivos físicos reales a la plataforma de pruebas DRIvE. La lógica automatizada es probada y puede ser cambiada con mayor regularidad, ya que el entorno de producción tiene un estricto ciclo de control. El siguiente paso es instalar/conectar los dispositivos físicos al entorno de producción del sistema DRIvE.

La Tabla I representa los casos de uso y con cual modo de validación se han analaizados en el piloto olandes de DEVO, presentado en la siguiente sección.

| Casos de uso | Offline | Híbrido | Fisico |
|---|---|---|---|
| Optimización del tiempo de uso | X | | |
| Portal del cliente | | | X |
| Gestión de la cartera | | X | |
| Gestión de la congestión | | | X |

*Tabla I. Casos de uso analizados en el distrito residencial DEVO*

## Resultados del piloto: Distrito Residencial DEVO

*Figura 3. Fotografias del piloto holandes*

Duurzame Energievoorziening Veenendaal-oost B.V. (DEVO), es un proveedor de energía local Holandes, que es responsable de la construcción, operación y gestión de energía sostenible. DEVO proporciona calefacción y refrigeración a 1.250 hogares y edificios mediante un sistema colectivo de almacenamiento de calor y frío y cogeneración (CHP). Las actividades de demostración en el distrito se centran en la optimización de la producción de energía, la adquisición de flexibilidad para los servicios auxiliares y la maximización del autoconsumo en la red local. Las actividades incluyen un estudio de viabilidad (basado en los resultados de la demostración) para evaluar la posibilidad de que el distrito local sea autosuficiente y los beneficios para la red de distribución.

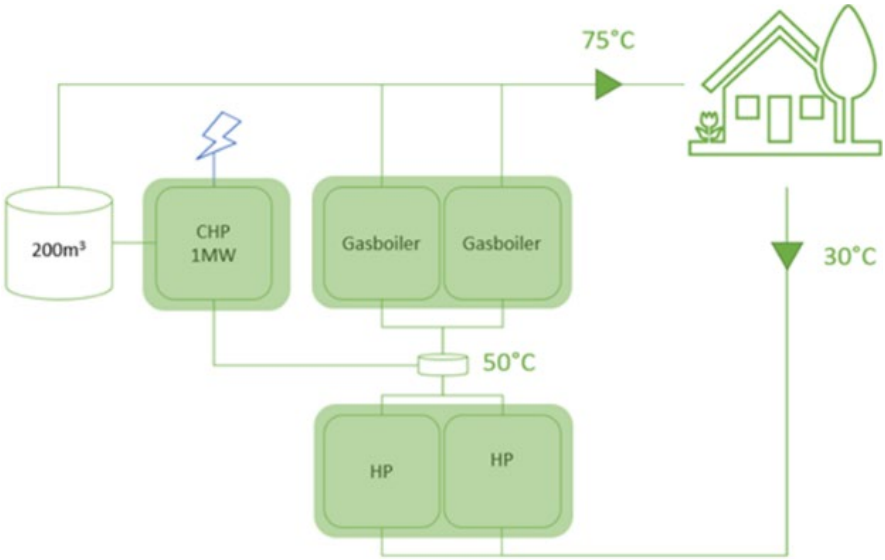



*Figura 4. El sistema de red de calor del Distrito Residencial DEVO*

La Figura 4 da una visión general del sistema de red de calor de DEVO. Cada casa de la comunidad está conectada a una red de calor para agua caliente y calefacción. Los activos consisten en 2 etapas. La primera etapa son 2 bombas de calor que calientan el agua a 50°C. La segunda etapa consiste en un CHP, calderas de gas y un acumulador de agua caliente que calienta el agua hasta 75°C. La fuente de calor principal de la segunda etapa es la cogeneración. La cogeneración funciona con gas natural para producir calor, como subproducto también genera electricidad que se inyecta en la red eléctrica. Las calderas de gas se utilizan durante las demandas máximas en los períodos de invierno y como respaldo durante los períodos de mantenimiento del CHP. Además de estos dos activos, también hay un

calentador de agua caliente de 200 $m^3$ donde el agua caliente producida puede ser almacenada para responder a las demandas.

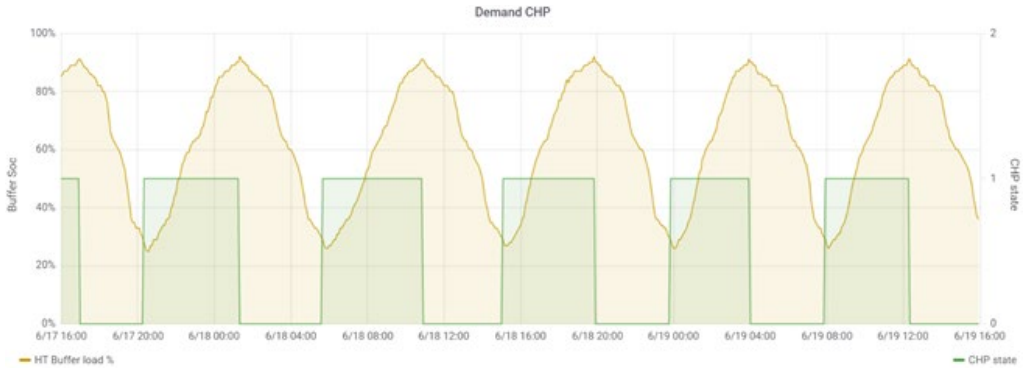



*Figura 5. Funcionamiento del calentador de agua caliente (basado en EdC)*

El control de software estándar de la configuración híbrida de DEVO es un algoritmo que reacciona basado en los límites. Si el estado de carga del calentador de agua caliente (SoC) cae por debajo del 25%, los activos (o sea, las calderas individuales) se encenden para volver a llenar el calentador. Si se alcanza un SoC del 90%, los activos se detendrán. Si el CHP no puede suministrar suficiente agua caliente (por ejemplo, porque está en mantenimiento), las calderas de gas también comenzarán a funcionar para proporcionar suficiente capacidad.

La figura 5 muestra el estado del CHP en verde (1 está encendido y 0 está apagado). En amarillo, se muestra el estado de carga del recipiente de agua caliente.

*Figura 6. Cambiar la hora de la cogeneración para maximizar los ingresos de la electricidad sin influir en la demanda de calor de la comunidad (entre las líneas verticales rojas)*

Dado que el CHP también está produciendo electricidad como subproducto, es más relevante inyectar esta electricidad en la red cuando el precio de la APX (Bolsa de Energía de Ámsterdam) está en el punto más alto durante el día. Esto puede lograrse mediante un algoritmo inteligente cambiando el tiempo de funcionamiento de la cogeneración y

haciendo un uso eficiente del amortiguador (el tanque de agua caliente). El algoritmo tiene en cuenta varios parámetros:

1. Una previsión de la demanda de calor de la comunidad
2. El SoC del recipiente de agua caliente
3. Limitaciones de la cogeneración
4. Previsión del precio de la electricidad APX
5. Los precios del gas, definen el diferente uso entre la cogeneración y la caldera de gas
6. Datos meteorológicos
7. Mantenimiento de la infrastructura

Todos estos parámetros se tienen en cuenta para calcular cuáles son los mejores momentos para desplazar la hora de la cogeneración para maximizar los ingresos de electricidad sin influir en la demanda de calor de la comunidad.

En la figura 6 se muestra cuando el algoritmo está activo entre las líneas rojas. El gráfico superior muestra los mismos datos que en la figura anterior (Figura 5). El gráfico inferior muestra el precio de la electricidad APX. Esta figura muestra claramente que el tiempo de la cogeneración se desplaza en el tiempo (Time of Use) tanto como sea posible a los picos del precio de la electricidad APX basado en todas las restricciones y otros parámetros mencionados anteriormente.

Basándose en el precio de coste del gas consumido, las restricciones del CHP y otros parámetros, la plataforma desarrolla una simulación para calcular cuánto dinero puede ahorrarse utilizando, teniendo en cuenta que el calentador de las configuraciones híbridas es pequeño en invierno. Esto significa que el CHP debe funcionar continuamente para mantener la demanda de calor y la posibilidad de desplazar el tiempo de funcionamiento del CHP. Sin embargo, sólo hay flexibilidad en el período de verano, y aún así se puede conseguir un ahorro de 20.000 euros al año para la comunidad.

## Conclusiones

La realidad de las CEL se está demonstrando cada día más viable con ejemplos prácticos en los países europeos en los cuales la regulación tiene un cierto grado de madurez, teniendo en consideración todos los socios necesarios para montar esta nueva figura jurídica y las ventajas que cada uno de estos puede obtener con la realización del proyecto. DRIvE es la demostración practica que, ya existen tecnologías innovadoras que producen beneficios económicos, mejoran la integración de las renovables en red, incrementando la eficiencia del sistema y reduciendo las emisiones de $CO_2$, y que estas necesitan la participación activa de la comunidad. El objetivo sería replicar los casos de éxito de DRIvE en España. Para ello la normativa vigente aún tiene que evolucionar (especialmente para lo que concerne la figura del aggregador y la posible participación en mercados de flexibilidad).

## AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha sido posible gracias a la financiación del programa H2020 de la Unión Europea con el Grant Agreement No 774431, así como el esfuerzo realizado por todos los socios del proyecto.

## REFERENCIAS

[1] Directiva Europea COM (2016) 864, Comision europea. Available at: https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/EN/COM-2016-864-F2-EN-MAIN-PART-1.PDF
[2] IDAE, “Ayudas y financiación · Financiación del IDAE · Comunidades Energéticas Locales”, Available at: https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/financiacion-del-idae/comunidades-energeticas-locales
[3] IDAE, “Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales”, 2019
[4] http://www.equaltiq.com/
[5] Smartpower Suite, Enervalis brochure. Available at: https://www.enervalis.com/wp-content/uploads/2018/02/Enervalis_Brochure.pdf
[6] The USEF Framework Explained – USEF – Available at: https://www.usef.energy/
[7] Sandra García-Rodríguez et al., A Multi-agent System Architecture for Microgrid Management, 14th International Conference on Practical Applications of Scalable Multi-Agent Systems, 2016
[8] https://www.typhoon-hil.com/

# CÓMO ECUADOR MODERNIZÓ SU RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA CON UNA PLATAFORMA ECOSTRUXURE ADMS

**José Ánel Ríos Blanco**, Gerente Comercial Digital Grid, Schneider Electric

**Resumen:** Las nuevas tecnologías, como los sistemas avanzados de gestión de distribución (ADMS), están abriendo ahora las puertas para la modernización de los sistemas eléctricos a escala nacional. El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable) de Ecuador en cooperación con las empresas de distribución eléctrica lanzaron el proyecto SIGDE (Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica) con el fin de modernizar su red nacional de distribución de energía. Así la visibilidad de la red de distribución aumentó del 5% al 94%, sentando las bases para una gestión energética avanzada, una mayor confiabilidad y eficiencia de la red.

**Palabras clave:** Sistema avanzado para la Gestión de redes de distribución, Recurso Energético Distribuido, Sistema de Almacenamiento, Vehículo Eléctrico, Sistema para Gestión de Recursos Energéticos Distribuidos, Sistema de Adquisición de Datos, Sistema de Gestión de la Distribución, Sistema de Gestión de Incidencias, Gestión de las brigadas móviles, Common Information Model

## DE 5% A 94% DE VISIBILIDAD DE LA RED

## Proyecto SIGDE

Para Ecuador, con una superficie terrestre de casi 110,000 millas cuadradas y un paisaje diverso que incluye la selva amazónica, las tierras altas de los Andes, las Islas Galápagos, ricas en vida silvestre y una población de más de 16.6 millones de personas, la estabilidad del poder ha sido un problema durante mucho tiempo. Una red de distribución eléctrica altamente fragmentada administrada por 20 compañías eléctricas diferentes presentó un desafío para implementar un ADMS de clase mundial, mientras que una infraestructura obsoleta causaba frecuentes cortes de energía.

Como resultado, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable) de Ecuador en cooperación con las empresas de distribución eléctrica lanzaron el proyecto SIGDE (Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica) con el fin de modernizar su red nacional de distribución de energía.

## Los modelos de gestión inconsistentes afectaron la estabilidad eléctrica

A lo largo de los años, las 20 compañías eléctricas habían seguido modelos de gestión totalmente diferentes, lo que hacía cada vez más difícil gestionar el rendimiento de la red y ejecutar el mantenimiento de la red de forma rápida y rentable. La modernización requeriría tecnologías actualizadas para centralizar la función de gestión y medir e informar con precisión sobre el rendimiento de la red en las diversas geografías.

Según Esmeralda Tipán, Subsecretaria de Distribución y Comercialización de Energía, "*ya no nos bastaba con fortalecer el sistema de distribución con infraestructura. Teníamos que aportar inteligencia a la infraestructura y convertirla en un sistema dinámico para conocer a nuestros clientes y su comportamiento en el uso de la energía eléctrica*".

Con información limitada de activos de subestaciones, unidades terminales remotas (RTU), relés, transformadores, medidores y líneas de transmisión, las empresas de servicios públicos alguna vez pudieron garantizar la seguridad y confiabilidad de la red. Sin embargo, se ha vuelto más difícil mantener estos activos y prolongar su vida a medida que la red enfrenta cada vez más perturbaciones.

## Las soluciones Smart Grid brindan un alto nivel de visibilidad del sistema

Una de las soluciones principales implementadas fue una solución de red inteligente que incluye un Sistema de gestión de distribución avanzada. ADMS es una plataforma de software que apoya a los operadores y planificadores de redes en la gestión y optimización integral de los equipos de distribución eléctrica. Un ADMS incluye funciones que automatizan la restauración de cortes y optimizan el rendimiento de la red de distribución. Al integrar las aplicaciones operativas de distribución eléctrica en una sola plataforma, la administración del sistema general se simplifica, lo que resulta en un flujo de trabajo mejorado y una ejecución de tareas simplificada.

EcoStruxure ™ ADMS está compuesto por un DMS (Sistema de gestión de distribución), SCADA (Sistema de control de supervisión eléctrica y adquisición de datos), OMS (Sistema de gestión de interrupciones) y EMS - PCS (Sistema de

control de energía), e introdujo inteligencia a múltiples capas de la red. Esto permitió nuevas capacidades, incluido el monitoreo, el análisis, el control, la optimización y la planificación integrales. Después de la implementación completa, la visibilidad de la red de distribución aumentó del 5% al 94%, sentando las bases para una gestión energética avanzada, una mayor confiabilidad y eficiencia de la red.

## Regulación en Ecuador

Respecto a los aspectos regulatorio en Ecuador, todas las directrices encaminan hacia una explosión de componentes DER (generación distribuida, sistemas de almacenamiento y vehículo eléctrico) a lo largo de la red de distribución.

Últimas noticias (2019-2020):

1. 2019 de marzo la Ley Orgánica de Eficiencia Energética (LOEE) "Comercialización de energía eléctrica para recarga de vehículos"
2. Reglamento No. ARCONEL 005/18 denominado "Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica". El objetivo de este cuerpo normativo es establecer los indicadores, índices y límites de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica; y, definir los procedimientos de medición, registro y evaluación a seguir por las empresas distribuidoras eléctricas y los consumidores, según corresponda. Estos informes son cuministrados por la plataforma Ecostruxure ADMS
3. "MARCO NORMATIVO PARA LA PARTICIPACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA ". El proyecto de regulación tiene como objetivo establecer las condiciones técnicas y comerciales a ser observadas respecto al desarrollo y operación de plantas de generación distribuida, en este sentido dicha normativa es de aplicación a: consumidores y empresas que instalan y operan plantas de generación distribuida en el país; Distribuidores a cuyas redes se conectan estas centrales; y, el CENACE.

## Bien posicionados para el futuro

Según Medardo Cadena, ministro de Electricidad y Energías Renovables e ingeniero, "*Vemos el detalle de una subestación, estado de interruptores, seccionadores, tensión de bus, corrientes, potencias y la tensión de cada alimentador. Podemos acceder a resúmenes de alarmas relacionados con todas las condiciones de operación en todo el sistema eléctrico de Ecuador. También tenemos un resumen de eventos o un registro de lo sucedido. Podemos filtrar de múltiples formas, incluso por compañía eléctrica. También podemos rastrear incidencias y problemas, el tipo de llamadas que recibimos o el motivo por el que el cliente nos llamó. También podemos determinar cómo un operador del centro de control gestiona esas reclamaciones*".

Rico en recursos de energía renovable, Ecuador ahora puede integrar sin problemas las energías renovables. Con esta sólida infraestructura en su lugar, Ecuador ahora puede enfocarse en construir un futuro más brillante y sostenible.

# SOLUCIÓN PARA LA GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

## Aspectos de la utility moderna

Los aspectos que definen hoy día a la distribuidora son:

a. **Descentralización**: la aparición de componentes DER a lo largo de la red distribución, bien en MT o BT, han cambiado el carácter de la red, la gestión de ésta es más compleja, la inyección de energía renovable en la red distribución genera perturbaciones. Se necesita mayor conciencia situacional de la red, un conocimiento completo de todos los componentes conectados, y su influencia en la gestión de energía, así como su consideración en las actividades de operación y planificación del centro de control.
b. **Interoperabilidad**: es fundamental la integración de los diferentes sistemas existentes en la distribuidora y que contribuyen a la gestión operativa y del negocio. Mapear los procesos internos de la empresa nos lleva a esta labor y lo ideal es hacerlo mediante estándares de interoperabilidad, como CIM, aceptado en la industria como el estándar de interoperabilidad para el intercambio de información de redes eléctricas entre sistemas.
c. **Digitalización**: la digitalización de los datos y de los procesos es una actividad esencial para cualquier empresa. Esto supone (1) registrar en los sistemas las informaciones que modelan la realidad con una fidelidad necesaria acorde a los resultados esperados de su uso (2) definir los procesos por los cuales se hace uso de la informaciones existentes, que crearán nuevas informaciones que se registrarán sucesivamente en

los sistemas (3) todos las personas de la empresa realicen su actividad sobre los sistemas existentes, para que su actividad siga los estándares definidos y para que las informaciones residan en el sistema

d. **Mobilidad**. Las brigadas de campo llevan a cabo muchas actividades, que deben ser parte de la digitalización de datos y procesos, pero esto incluye brigadas de la distribuidora y de las empresas que realizan labores para la misma, facilitando el mismo entorno de trabajo para todas las personas que de una manera u otra manejan información de la empresa, así todo quedará alojado en los sistemas y las tareas seguirán las reglas definidas.

Hoy día, las distribuidoras de Ecuador ya han avanzado en estos aspectos y afrontan el reto soportados por la plataforma ADMS que les propociona la tecnología necesaria para ello.

## Gestión de la Operación

La gestión de la operación está organizada en 3 niveles: Nacional, Regional y Local.

El despacho nacional dispone de una plataforma ADMS, teniendo un centro de control activo en Quito y un centro de control de respaldo en Guayaquil, que ofrece las funcionalidades SCADA, DMS, OMS y MWM. El sistema, a nivel de base de datos y modelo de la red, está segmentado lógicamente, de manera que los usuarios de cada distribuidora acceden, administran y operan exclusivamente los datos que son de su distribuidora.

Desde el sistema nacional se dispone de:

a. Conexión a través de web de usuarios corporativos y brigadas de campo a través de las aplicaciones correspondientes que permiten el acceso a multitud de funcionalidades.
b. Integración con los sistemas corporativos (Ecostruxure ArcFM de Schneider Electric, CIS/CRM, Sistema PI de AVEVA, así como otros) que permite el flujo de informaciones y de procesos de negocio.
c. Funciones avanzadas para la gestión global de la energía en la red de distribución
d. Reportes al regulador

Desde los tres despachos regionales se puede realizar supervisión y coordinación en una región sobre un conjunto de distribuidoras.

Los centros de control locales permiten conexión remota al despacho nacional para administración y operación. Además, cada centro local dispone de un SCADA de Schneider Electric que realiza dos funciones principales:

- Actúa como punto de supervisión y control en caso de pérdida de comunicaciones con el despacho nacional
- Tiene una configuración de base de datos distribuida con el desapcho nacional, de manera que un punto de control de SCADA es administrado y operado como un único punto en los dos centros, es decir, en realidad los dos SCADA (despacho nacional y centro de control local) son un único sistema. De esta manera, se reducen las tareas de administración, incoherencias, gaps y duplicidades.

*Figura 1. Gestión de la Distribución.*

## Ecostruxure ADMS

La base de la solución consiste en la plataforma de tiempo real Ecostruxure ADMS de Schneider Electric, que proporciona herramientas para la visualización dinámica, la supervisión y el control de la red de distribución eléctrica, junto con un amplio conjunto de aplicaciones avanzadas de energía para el análisis, la planificación y la optimización de la operación. El sistema se basa en estándares abiertos y está estrechamente integrado con fuentes de datos externas (por ejemplo, GIS, ERP, equipos de campo e instalaciones). ADMS ofrece una gestión global de la energía para la red de distribución.

La plataforma Ecostruxure ADMS se basa en el concepto de "Smart Grid Solution". Integra las tecnologías de eficiencia energética, respuesta a la demanda y recursos distribuidos para permitir que los usuarios de la red tomen decisiones inteligentes que les ayuden a ejecutar la red de manera más eficiente, confiable y a un menor costo. ADMS proporciona muchos requisitos contemporáneos de los clientes, tales como: gestión de la demanda, generación distribuida, monitoreo y control de redes en tiempo real, restauración automática para redes autorrecuperables, reducción de la duración promedio de las interrupciones, validación de la topología de red, confiabilidad predictiva, reducción de pérdidas y costos de operación con acceso abierto a bases de datos flexibles.

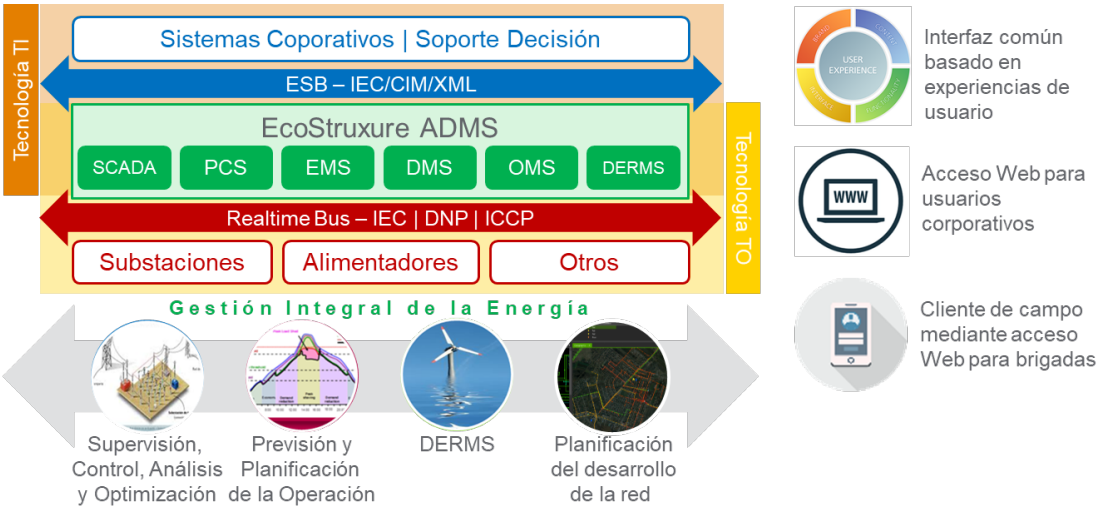



*Figura 2. Pltaforma de tiempo real Ecostruxure ADMS.*

## Modelo de red

El modelo de red es un conjunto de datos que describe completamente la red de distribución de energía de una utility a efectos de cálculos y presentación en ADMS. El Modelo de Red contendrá tanto el modelo eléctrico como el modelo gráfico de la red de distribución de energía. En cuanto a los componentes de la aplicación, el modelo de red es administrado por un grupo de componentes, de manera que las funcionalidades serán independientes del modelo, así la activación de nuevas funciones no dependerá del modelo de red sobre la que serán ejecutadas.

Hay tres fuentes separadas de datos del modelo de red identificadas. Éstas son GIS, EMS y cliente propio de edición del Modelo de Red ADMS (Builder). En general, el GIS proporciona los llamados datos de campo (alimentadores), mientras que el EMS proporciona información subestaciones de alta tensión. Los datos procedentes de estos sistemas (paso 1) se convierten y se agregan por el componente GIS Importer. El Builder se usa típicamente para introducir diagramas unifilares de los interiores de la subestación y datos relacionados con las aplicaciones ADMS, tales como límites y modelaje del equipo de control y protección.

Pero las utilities tienen dificultades para recopilar y procesar información que involucra la amplia variedad de activos que respaldan la operación, incluida la ingeniería, la contabilidad y otros procesos comerciales. El objetivo final es poder operar activos físicos lo más cerca posible de sus límites físicos gracias a operaciones optimizadas y configuraciones ajustadas dinámicamente, maximizando así las inversiones.

## Integración GIS y ADMS

La integración de las plataformas Ecostruxure ArcFM y Ecostruxure ADMS ha sido muy importante para conseguir una digitalización de alta fidelidad de la red de distribución. Así, los procesos garantizan unos datos precisos para el modelado de la red en ADMS, lo que facilitará unos resultados adecuados para las funciones avanzadas (Estimador de Estados, Flujo de Carga e Índices de Rendimiento, principalmente). De esta manera, podemos decir que el sistema tiene monitorizada completamente la red de distribución y, por tanto, todas las actividades que realicen los operadores tendrán el soporte de dichos cálculos, por ejemplo, para la planificación de la operación y para la gestión de incidencias.

Actualmente dicha integración se realiza mediante conectores que permiten utilizar CIM (Common Information Model) como modelo de intercambio de informaciones entre estas plataformas.

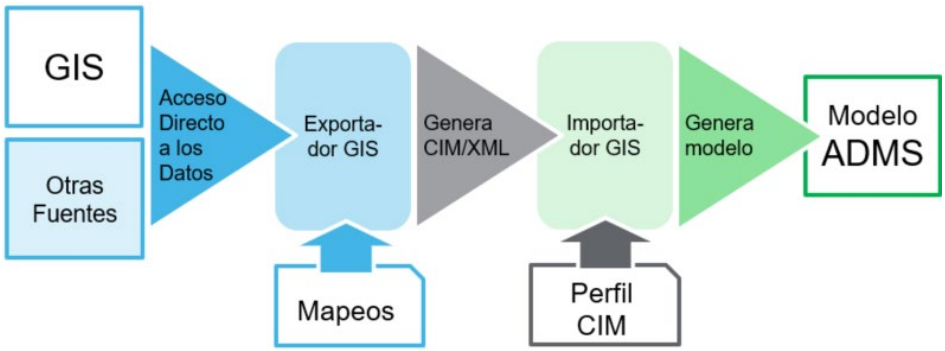



*Figura 3. Proceso actual integración GIS-ADMS.*

En el futuro, ambas plataformas compartirán el midmo model CIM, lo que permitirá evitar el uso de conectores y extender las funcionalidades de validación, intercambio de informaciones, etc.

## UNA HOJA DE RUTA DEFINIDA

## Resultados

La implantación de las tecnologías comentadas anteriormente en las distribuidoras en Ecuador ha permitido:

- Ecualizar el avance tecnológico de todas las distribuidoras del país y, por extensión, ofrecer la misma calidad de servicio a todos los consumidores ecuatorianos, sea donde sea que vivan, en la gran ciudad, en la costa, en la sierra o en la jungla, todos reciben la misma atención porque la plataforma de operación es la misma.
- Estandarizar todos los procesos operativos en las distribuidoras del país, lo que supone un reto común y la facilidad de movilidad entre los funcionarios, que no necesitarán conocer diferentes sistemas ni distintos procedimientos.
- La plataforma ADMS se ha convertido en el estándar para la gestión de redes de distribución para ARCONEL, el ente regulador en Ecuador, el sistema que reporta desde cada distribuidora los índices de calidad del suministro.
- Afrontar nuevos retos tomando como punto de partida las funcionalidades actuales que le brinda la plataforma ADMS actual.

## Nuevas Etapas

Las nuevas etapas serán:

1. Actualización a la última versión sobre de la plataforma para acceder a los últimos avances tanto a nivel de infraestructura como de funcionalidades, obteniendo mejoras en el rendimiento y capacidades para afrontar futuras inversiones en automatización de la distribución.
2. Renovar la plataforma hardware/software por un sistema virtualizado hiperconvergente, que permitirá disponer de mayores capacidades y posibilidades para un futuro.

3. Extender el modelo de la red a la baja tensión para la gestión de incidencias BT. Para ello, se tendrá que extender y detallar la información existente en el sistema GIS para la exportación al ADMS.
4. Extender la cantidad de brigadas conextadas al sistema a través de cliente web para aprovechar la formación y desempeño de las actuales 150 brigadas que ya hoy disponen de acceso al sistema a través de Tablet, lo que contribuira a una mayor coordinación de actividades en campo y autonomía de las personas. También se extenderán las capacidades futuras para la conexión de usuarios coporativos a través de web para la realización de reportes, análisis supervisión, planificación de cortes, etc. sin tener que requerir el soporte continuo del equipo de operación.
5. Incluir un entorno para al equipo de planificación del desarrollo de la red para aprovechar todas las informaciones históricas que se generan en el sistema, además de las funcionalidades que odrece la plataforma, creando una sinergia grande con el resto de los equipos al compartir datos y funcionalidades.

## 3.2 Objetivos Futuros

Los objetivos que se esperan son una capacidad y disponibilidad plena para afrontar los grandes retos que tiene Ecuador por delante, un país rico en recursos naturales, a través de la gestión global de la energía. Para ello, necesitan una plataforma en su despacho nacional de distribución que les ofrezca hoy todas las funcionalidades que necesitan hoy y mañana todas las funcionalidades que necesitarán mañana.

Recientemente, el gonierno del país ha felicitado a las distribuidoras por su buena gestión de incidencias en la red durante la época de COVID-19, pues se ha ofrecido a los ecuatorianos un alto nivel de servicio para garantizar un suminstro de energía continuado.

## AGRADECIMIENTOS

Agradezco a todas las personas que hicieron este proyecto una realidad, tanto en Schneider Electric como en las diferentes empresas distribuidoras en Ecuador, y, especialmente a Patricio Erazo y Cornelio Castro que idearon y creyeron en el proyecto. Este proyecto ha permitido acceder a tecnología avanzada ADMS a las distribuidoras grandes y a las pequeñas, en las mismas condiciones y con el mismo resultado, cosa que no hubiera sido posible sino con una inversión y un esfuerzo compartido.

## REFERENCIAS

[1] Quito, martes 19 de marzo de 2019, Ley Orgánica de Eficiencia Energética (LOEE) https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/Ley-Eficiencia-Energe%CC%81tica.pdf
[2] Reglamento No. ARCONEL 005/18, "Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica", https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Regulacion-de-Calidad-Suscrita.pdf
[3] Schneider Electric, 2019, From 5% to 94% Grid Visibility: How Ecuador Modernized Its Energy Distribution Network with ADMS ocumentos internos de Schneider Electric de las plataformas referidas y otras. https://blog.se.com/electricity-companies/2019/02/22/from-5-to-94-grid-visibility-how-ecuador-modernized-its-energy-distribution-network-with-adms/
[4] Schneider Electric, 2020, Ecostruxure EcoStruxure™ ADMS, https://www.se.com/ww/en/product-range-presentation/61751-ecostruxure%E2%84%A2-adms/?parent-subcategory-id=6110
[5] Schneider Electric, EcoStruxure™ ArcFM, https://www.se.com/ww/en/product-range-presentation/62051-ecostruxure%E2%84%A2-arcfm/
[6] Osisoft, PI System, https://www.osisoft.es/pi-system/
[7] Schneider Electric, Powering Ecuador's journey to a brighter future Case Study, https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Customer+success+story&p_File_Name=998-20264483_Meer-Ecuador_GMA_success_small.pdf&p_Doc_Ref=998-20264483

# OPTIMIZACIÓN DEL TCO EN BATERÍAS MEDIANTE MONITORIZACIÓN EN TIEMPO REAL DEL ESTADO DE SALUD CON MODELOS AVANZADOS

**Javier Olarte**, CEO/BCARE, UPV/EHU, CIC energiGUNE, BRTA
**Soraya Romo**, Directora General/BCARE
**Jaione Martínez de Ilarduya**, Responsable de Proyectos-Investigadora/BCARE
**Raquel Ferret**, Directora de Desarrollo de Negocio/CIC energiGUNE, BRTA
**Roberto Pacios**, Coordinador de Tecnología/CIC energiGUNE, BRTA
**Emilie Bekaert**, Directora Grupo Post-Mortem /CIC energiGUNE, BRTA
**Ekaitz Zulueta**, Profesor/UPV
**Francisco Pazos**, Procesos y Tecnología/i-DE Distribución
**Xabier Ibarrondo**, Procesos y Tecnología/i-DE Distribución
**Noemí Alonso**, Procesos y Tecnología/i-DE Distribución

**Resumen:** Se presenta el trabajo realizado para i-DE para la gestión de sus baterías de subestación y Smart Grids sobre modelos electro-químicos predictivos para el diagnóstico del estado de salud (SOH) con el objetivo de minimizar los costes, así como alargar la vida de las mismas, implementando servicios WEB de monitorización y control con protocolos adecuados a los nuevos estándares de ciberseguridad permitiendo una explotación segura de estos activos. En este trabajo se ha utilizado el Total Cost of Ownership (TCO) como criterio de optimización económico de las baterías utilizadas para servicios de seguridad de la red.

**Palabras clave:** Baterías, TCO (Total Cost of Ownership), SOH (State of Health), Modelos Electroquímicos Predictivos, Servicios Web Avanzados, Ciberseguridad, Subestaciones Eléctricas, CTs (Centros de Transformación), Expectativa de Vida, Fiabilidad.

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas de almacenamiento electroquímico realizan una función crítica en las subestaciones eléctricas y en los centros de transformación (CTs y OCRs) por su función de seguridad para situaciones de emergencia. Actualmente, el escenario en relación con los sistemas de almacenamiento del cual se parte en i-DE presenta numerosos retos que superar. Por un lado, el parque instalado de subestaciones presenta modelos de baterías de NiCd fiables, pero con una frecuencia de operaciones de mantenimiento muy alto en conjunto con rectificadores que no permiten la monitorización remota. Por otro lado, en el parque de instalado de media tensión, se encuentran baterías soportando perfiles de temperatura muy amplios que limitan la vida útil de las baterías, y, cuya diversidad de modelos dificultan la unificación de referencias.

A partir del actual escenario, se plantean una serie de soluciones, cuya descripción y desarrollo se enmarcan en el presente artículo. Con respecto al parque instalado de subestaciones, se minimiza la frecuencia de mantenimiento con la implementación de cargadores inteligentes, y se opta por introducir baterías VRLA de alta temperatura, que presentan mejores expectativas de vida y mayor adecuación en rangos de temperatura superiores. Además, se inicia la validación de la tecnología $LiFePO_4$ como formato adecuado para el parque instalado de media tensión, y, además, se dan respuestas óptimas para los problemas mencionados (temperaturas y unificación de modelos), sin perder las ventajas fundamentales del cargador inteligente. En ambas tecnologías mencionadas se apuesta por diseñar un sistema propio de sistema diagnóstico, que irá de la mano con un nuevo sistema de homologación de cargadores y baterías, así como la normalización de equipos modulares para una mejor gestión de stocks y compras. Además, se normalizan los sistemas de comunicaciones para una gestión remota óptima y se facilita la puesta en servicio de los activos, minimizando los costes al evitar la intervención de personal en campo.

En resumen, en el presente artículo, se presenta el trabajo realizado para i-DE para la gestión de sus baterías de subestación y Smart Grids sobre modelos electro-químicos predictivos para la implementación del diagnóstico de salud con el objetivo de minimizar los costes, así como alargar la vida útil de las mismas, implementando monitorización y control con protocolos adecuados a los nuevos estándares de ciberseguridad, y de esta forma permitir una explotación segura de estos los parámetros de las baterías.

# DESCRIPCIÓN PROYECTO

En este apartado se describen, brevemente, las tareas resumidas del desarrollo del proyecto, ilustrando con algunos ejemplos datos relevantes de los resultados tanto de los diseños para subestaciones como para instalaciones de media tensión. Se incluye una revisión de la etapa de selección de tecnologías junto con el análisis de la función de coste y el análisis técnico, la metodología utilizada en la caracterización y diseño de los modelos electro-químicos predictivos para el diagnóstico del estado de salud (SOH) de las baterías, así como los trabajos de estandarización y normalización, y la integración todo lo previamente mencionado.

La innovación fundamental del proyecto se basa en el método de diseño y validación del modelo de diagnóstico, que utilizará como estrategia de identificación las correlaciones entre variables medibles y los parámetros químicos de envejecimiento, asi como un protocolo de análisis con ensayos destructivos (diagnóstico Post-Mortem), metodología desarrollada por el centro CIC EnergiGUNE (J. Olarte et. al, 2019).

## Requisitos, Selección Tecnológica y Análisis de Costes

Después de un estudio previo de selección de tecnologías y en base a la experiencia conjunta de i-DE, BatteryCare (BCARE) y CIC EnergiGUNE, se han desarrollado los trabajos para la automatización de mejora de la gestión, operación y mantenimiento de las baterías tanto de subestación como de CTs y OCRs. Para las subestaciones, se ha propuesto la utilización de baterías de plomo de alta temperatura y para los CTs y OCRs, baterías de $LiFePO_4$.

En este trabajo, se ha utilizado el Total Cost of Ownership (TCO) como criterio de selección y optimización económico de las baterías. A partir de las especificaciones objetivo de las dos aplicaciones estudiadas, se han identificado las tecnologías electroquímicas y fabricantes de baterías más adecuados y posteriormente, se ha realizado el estudio económico buscando el mínimo Total Cost of Ownership (que engloba inversión y parámetros adicionales). A modo de ejemplo, en la figura 1, se resume una de las comparativas de coste medio por año para diferentes soluciones para el caso de $LiFePO_4$, teniendo en cuenta la vida útil de cada uno de los modelos de batería analizados. Aún teniendo en cuenta el mayor coste de inversión en las baterías de Li-ion, la amortización de dicho coste vendrá dada por baterías libres de operaciones de mantenimiento y mayores vidas útiles asociadas.

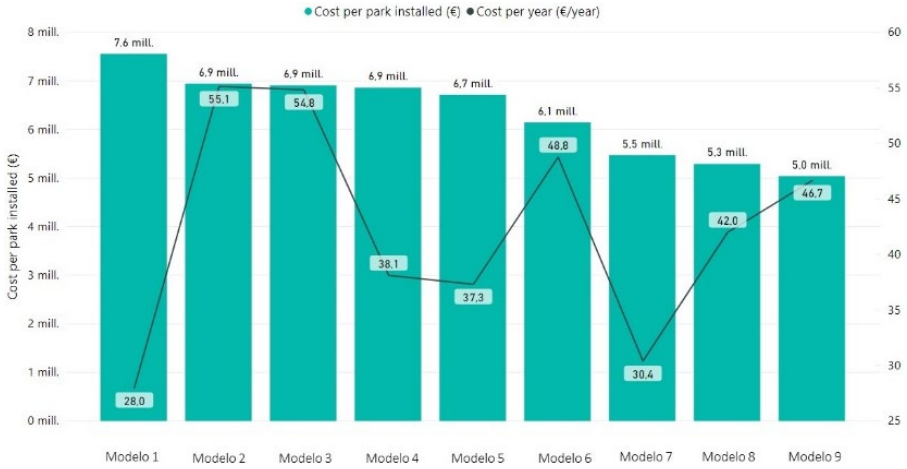



*Figura 1. Comparativa de diferentes fabricantes de packs de $LiFePO_4$ - TCO para CTs frente a solución actual (VLRA).*

Por otro lado, para los diseños del sistema de subestación se han considerado otros potenciales ahorros derivados de minimizar los tiempos de puesta en servicio y reducción de las revisiones periódicas de las baterías frente a las utilizadas en la actualidad. Además, en el diseño de subestación se ha modificado el diseño de la arquitectura dotándola de mayor flexibilidad para minimizar el número de configuraciones y modelos de equipos y baterías.

## Selección y Caracterización de Baterías

En este apartado se describe, brevemente, la metodología de caracterización basada en ensayos de degradación, diagnóstico Post-Mortem y diseño de los modelos electroquímicos que, posteriormente, han sido implementados en

los módulos de diagnóstico de salud embarcados en los cargadores de las baterías. Como método científico se ha trabajado de forma simultánea en el diseño del modelo y su validación por experimentación combinando tanto los datos experimentales de las variables eléctricas que participan en el modelo como las variables químicas y los modelos de degradación y envejecimiento analizados en las fases de diagnóstico Post-Mortem, como se resume la figura 2.

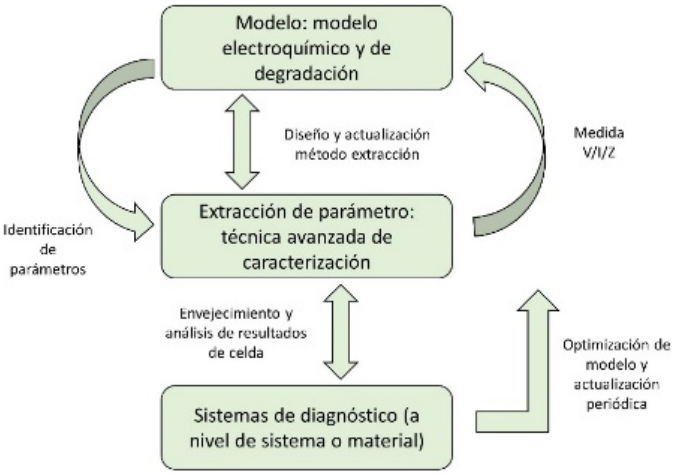



*Figura 2. Esquema gráfico de iteración entre experimentación y ajuste del modelo de SOH.*

Para la caracterización de las baterías, objeto de análisis, se han llevado a cabo test de envejecimiento por ciclado y flotación (de acuerdo con el perfil de aplicación tanto de subestaciones como de instalaciones de media tensión), principalmente, incluyendo medidas de corriente de carga, tensiones en vacío, impedancia electroquímica y capacidad.

Uno de los primeros trabajos ha consistido en realizar una clasificación de los posibles modos de fallo de cada una de las tecnologías seleccionadas para el presente proyecto. Los mecanismos de envejecimiento de las baterías son un conjunto de procesos químicos y/o mecánicos que causan el fallo de la misma. Estos fallos pueden ser procesos largos de degradación o eventos catastróficos cortos y, en algunos casos, una combinación de ambos. El beneficio de conocer con precisión los posibles modos de fallo es la capacidad de tomar decisiones para optimizar el diseño de la estrategia de gestión en operación y alargar la vida de la batería.

*Figura 3. Ejemplo de inspección visual en diagnóstico Post-Mortem para la identificación de modos de fallo de Plomo-ácido.*

Para ambas tecnologías propuestas se han identificado y clasificado los mecanismos de envejecimiento, y, por ende, modos de fallo, que también han sido implementados en el modelo de diagnóstico. Por ejemplo, en el diagnóstico Post-Mortem de las baterías de Plomo (Figura 3), se han identificado como mecanismos de envejecimiento la estratificación del electrolito, corrosión de la placa positiva, pérdida de agua, problemas en la manufactura de los elementos, entre otros. Con respecto al diagnóstico de modos de fallo en las baterías de LiFePO4, se pueden identificar fallos como deposición de litio metálico, descomposición de sales del electrolito sobre electrodo negativo, cambios estructurales en los materiales activos, etc.

## Modelo de Estimación de Vida y Salud de las Baterías

A partir de los ensayos y caracterizaciones electroquímicas realizadas se extraen una serie de variables eléctricas para el desarrollo de Modelos de Diagnóstico Predictivo que servirá para realizar predicciones de la vida de servicio e identificación de modos de fallo. El siguiente esquema, figura 4, resume la información que se recogerá, como medidas de impedancia, estimación SOC, dispersión de tensiones y resistencias internas, temperaturas, histograma de gestión de carga, e histograma de datos electroquímicos en función de profundidades de descarga. El modelo integra otros datos de operación del sistema que también son tenidos en cuenta (modelo multimodal) para una monitorización más completa de la operación.

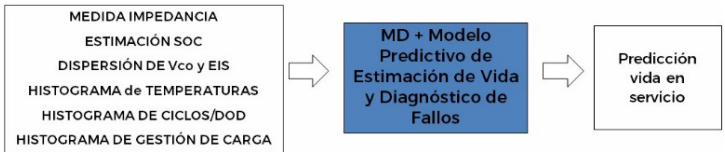



*Figura 4. Matriz de parámetros del modelo (*Módulo Diagnóstico + Modelo Predictivo).*

Principalmente, el parámetro con peso mayoritario en el módulo diagnóstico, es la espectroscopia de impedancia electroquímica (EIS), técnica electroquímica para medir la impedancia de un sistema en función de la frecuencia. Los datos de impedancia se analizan, generalmente, mediante la adaptación a un modelo de circuito eléctrico equivalente, que contiene elementos en serie o en paralelo. Para ser útiles, los elementos del modelo deben tener una base en la electroquímica física del sistema. Como ejemplo, la mayoría de los modelos contienen una resistencia que modela la resistencia del electrolito de la celda, o elementos que representan la resistencia a la transferencia de cargas. En el apartado de resultados, y a modo de ejemplo, se presentan unos datos donde se ilustra una parte de la información que integra el modelo y que permite estimar el SOH de las baterías a partir de los datos in-operando de medida de la impedancia de la batería.

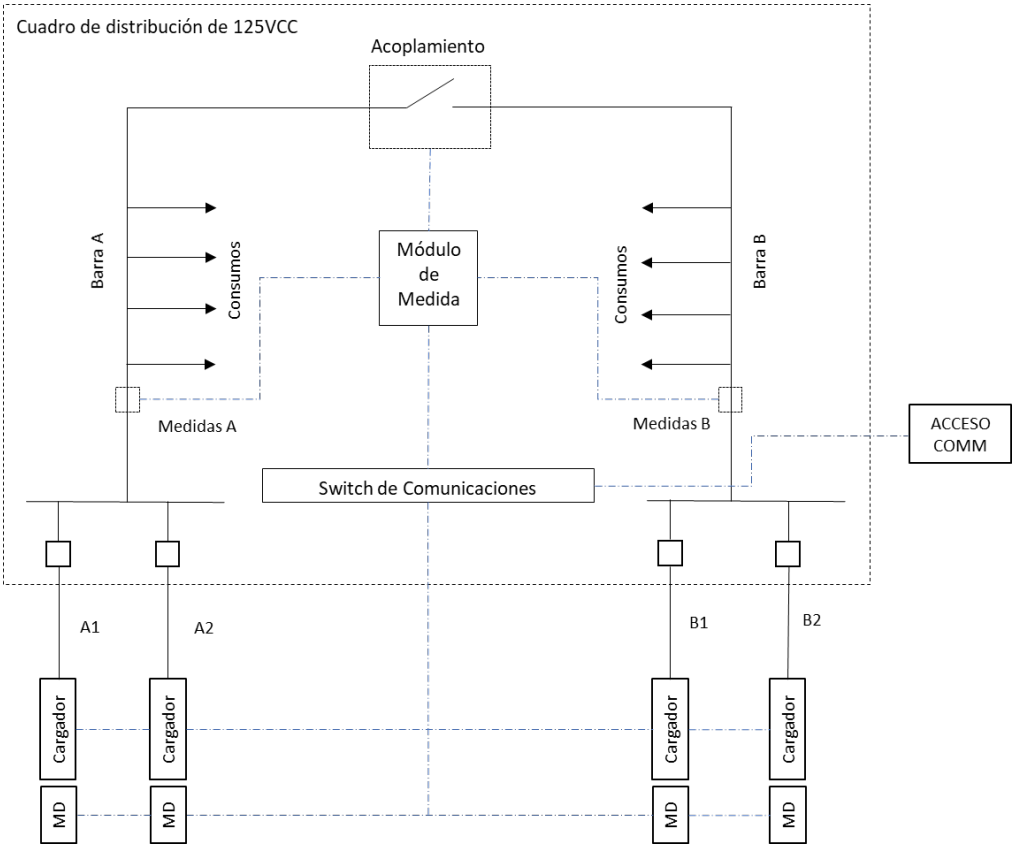



*Figura 5. Esquema de arquitectura de modular escalable de conjuntos cargado- batería.*

A partir de todo el trabajo descrito, se desarrolla el modelo de diagnóstico que, posteriormente, ha sido implementado en los cargadores inteligentes de baterías. El modelo de diagnóstico descrito incorporará medidas de impedancia como elemento diferencial frente a los métodos tradicionales. Este módulo permite la monitorización del estado de salud del parque de baterías instalado y la agregación de datos a lo largo de la vida, lo que permite mejoras incrementales del modelo y de la certidumbre de predicción del mismo y consecuentemente, una optimización de la función de coste. El objetivo es reducir a cero el número de fallo de servicio, maximizando la expectativa de vida y trasladando las funciones de mantenimiento a un cargador inteligente, con el menor coste total para el usuario.

## Estandarización y Normalización

Otro de los trabajos realizados, cuyo objetivo indirecto redundará en ahorros en las fases de instalación y mantenimiento, se ha obtenido del proceso de normalización y estandarización tanto de las baterías como de los equipos cargadores-rectificadores, el cual se ha unificado en un sistema modular y escalable que permite a partir de un equipo standard cubrir las necesidades de diferentes instalaciones tanto en potencia como en energía.

La arquitectura de la alimentación de continua de las subestaciones será de un doble grupo de cargadores de baterías A (entre 1 y 4 cargadores) y grupo de cargadores de baterías B (entre 1 y 4 cargadores) alimentados desde el cuadro de alterna. Estos equipos alimentan a un cuadro común de distribución de corriente continua de 125 $V_{CC}$ con protección en la salida de cada cargador. En la figura 5 se presentan los componentes del sistema de alimentación de 125 V y la forma en la que se integran las comunicaciones (línea azul discontinua).

Los equipos cargador-batería son modulares, es decir, se ha definido una única potencia de cargador-batería y las potencias necesarias para cada instalación se alcanzarán mediante el paralelado de hasta 8 conjuntos rectificador-batería.

El cuadro de continua está equipado con dos semi-barras con acoplamiento como se ilustra en la figura 2, y dispone de visualizadores de tensión y corriente de cada barra, además de detectores de fuga a tierra para cada semibarra.

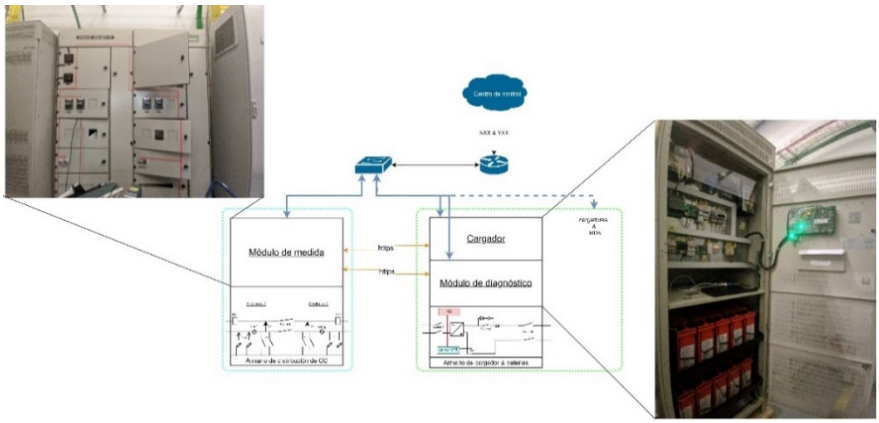



*Figura 6. Diagrama básico de arquitectura de comunicaciones.*

Cada cargador equipa un módulo de diagnóstico (MD) que implementa el algoritmo de diagnóstico del estado de salud de la batería (SOH) y del estado de capacidad (SOC) de la batería además de funciones complementarias de registro y monitorización. Como elemento de medidas centralizadas de corriente y tensión continua se integra un Módulo de Medidas (MM) en el cuadro de continua y con comunicación TCP/IP a través del switch con sus correspondientes servicios web necesarios para intercambiar la información para su integración dentro de la subestación y que actúa como nodo de acceso principal.

## Integración y Procesos de Operación y Mantenimiento

Tan importante como el trabajo de desarrollo y la validación del modelo predictivo de diagnóstico del estado de salud de las baterías, es poder implementarlo de forma viable dentro de los equipos, desde un punto de vista económico. Para este objeto, BatteryCare (BCARE) ha diseñado y fabricado el módulo de diagnóstico y alarmas compatible con los equipos cargadores de baterías que implementa el método de diagnóstico del SOH y SOC de la batería. Adicionalmente, todos los equipos han sido integrados desde el punto de vista de comunicaciones en una red de comunicaciones a través de servicios WEB con protocolos seguros, como ilustra la figura 6, que permiten la explotación en tiempo real de los datos.

## RESULTADOS Y DATOS OBTENIDOS

Tal y como se ha mencionado con anterioridad, el parámetro con peso mayoritario en el modelo para el módulo de diagnóstica, es la espectroscopía de impedancia electroquímica (EIS), cuyos elementos (resistencias y capacitancias, mayoritariamente) son evaluados en función del estado de carga (SOC) o del estado de salud (SOH). A continuación, se presentan los datos relativos al módulo de impedancia de baterías de plomo de alta temperatura para evaluar el estado de salud de las mismas. Respecto a la identificación de SOH, se observa que si el módulo de impedancia a 0.1 Hz es superior a 0.030 Ω (Figura 7), la batería estará cerca del fin de su vida útil (establecido, en este caso a 60% de Ah nominal). El hecho de que esta variable pueda evaluarse en estados de carga cercanos al estado de carga completa de

la batería podría ayudar a implementarla, en un modelo de control remoto, en aplicaciones objetivo basadas en etapas de flotación (J. Olarte et. al, 2020).

Esta interpretación de la variable electroquímica del módulo de la impedancia, es sólo una muestra del conjunto de variables relacionadas con la impedancia que se están usando en el diseño del módulo de diagnóstico para la tecnología de Plomo. Así mismo, parámetros análogos están siendo estudiados con la tecnología del LiFePO4.

## DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

Con respecto al parque instalado de subestaciones, desde el punto de vista de diseño de la nueva arquitectura de alimentación de 125VDC, la propuesta de unificación en un sistema cargador-batería estándar que permite configurar instalaciones con desde 100 Ah hasta 800 Ah de batería resulta una mejora fundamental de la gestión de diseño y tiempo de suministro. La propuesta de disponer de varios suministradores tanto de baterías como de rectificadores intercambiables también mejora la gestión de O&M.

En cuanto a Smart Grids, la propuesta de evolución a baterías de $LiFePO_4$ unido al sistema de gestión y monitorización de la expectativa de vida ofrece, además de un ahorro del TCO derivado de la mayor expectativa de vida útil, una menor degradación en condiciones de temperaturas altas.

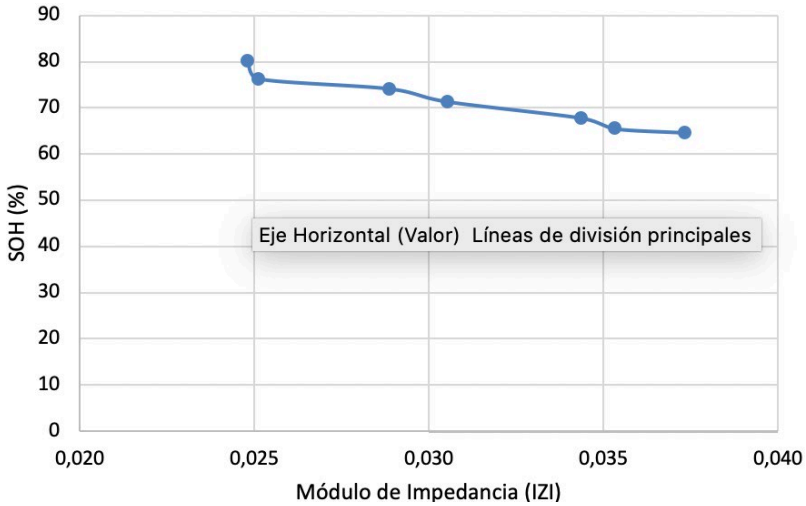



*Figura 7. Modulo de la impedancia a 0.1 Hz para diferentes valores de SOH (%).*

Tanto en los modelos electroquímicos para baterías de plomo VLRA de alta temperatura para subestaciones como las de $LiFePO_4$ para CTs se ha conseguido implementar un método de diagnóstico predictivo que permite optimizar la estrategia de gestión y cuidado de las baterías, así como los datos para extender la vida de cada batería en función de la demanda real de cada posición.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su gratitud a todo el grupo de Post-Mortem de CIC energiGUNE así como al equipo de I+D de BCARE. Además, también se debe expresar un agradecimiento especial a la Ayuda Torres Quevedo (PTQ) 2019 de la Agencia Estatal de Investigación, en el marco del Programa Estatal de Promoción del Talento y su Empleabilidad en I+D+i, Ref. PTQ2019-010787/AEI/10.13039/501100011033.

## REFERENCIAS

- Olarte, J.; Dauvergne, J.-L.; Herrán, A.; E. Drewett, N.; Bekaert, E.; Zulueta, E.; Ferret, R.; 1 Bcare. Validation of Thermal Imaging as a Tool for Failure Mode Detection Development. AIMS Energy 2019, 7 (5), 646–659. https://doi.org/10.3934/energy.2019.5.646.
- J. Olarte, E. Zulueta, R. Ferret, E. Kurt, J. Martínez de Ilarudya, J. M. López-Guede, High temperature lead acid battery SOC and SOH characterization based on Electrochemical Impedance Spectroscopy data 8th Eur. Conf. Ren. Energy Sys. 24-25 August 2020, Istanbul, Turkey.

# PROTECCIÓN DE FALTAS A TIERRA TRANSITORIAS BASADA EN VALORES INSTANTANEOS

**Aitzol García**, Ingeniero de Aplicación, ZIV

**Resumen:** Se presenta el principio de operación de un nuevo algoritmo basado en valores instantáneos de tensión y corriente de neutro, para detectar Faltas a Tierra Transitorias, contrastado con simulaciones en RTDS y casos reales de faltas en campo. La corta duración de la falta (entre 2 y 10 ms), la alta frecuencia de la señal y el estado transitorio de la falta una vez ha desaparecido, hacen que las unidades de sobreintensidad direccional convencionales (basadas en la Transformada de Fourier o similar) no determinen correctamente la dirección de la falta. El nuevo algoritmo trabaja a 4800 muestras/s (detectando correctamente la señal de alta frecuencia) con el primer semiciclo de señal, por lo que es independiente de la duración de la falta y del estado transitorio que aparece después de la falta.

**Palabras clave:** Falta Transitoria, Alta Frecuencia, Valores Instantáneos, Potencia residual Aparente/Activa, Detección Direccional.

## INTRODUCCION

En la red de Distribución de Media Tensión, las faltas Transitorias son muy comunes en sistemas de Neutro Aislado o Neutro Compensado donde la corriente de falta a tierra es tan baja que las faltas se auto extinguen en unos pocos ms (cuando la corriente pasa por su valor 0), volviendo a aparecer cuando la tensión alcanza su valor máximo (valor de pico).

A su vez, las faltas Intermitentes aparecen en cables cuyo aislamiento se ha degradado a causa de la humedad. La corriente de falta seca y sella el aislamiento produciendo la extinción de la falta en unos pocos ms (muy a menudo en menos de medio ciclo de frecuencia fundamental). El aislamiento puede fallar de nuevo, tan pronto como la tensión de la fase en falta alcanza su máximo valor, haciendo que la falta aparezca de nuevo.

El estado transitorio de faltas Intermitentes y Transitorias es una señal de alta frecuencia, producida por la descarga de la capacidad del sistema, superpuesta a la señal de componente fundamental de frecuencia del sistema (50/60 Hz).

El estado permanente de la falta es únicamente una señal de frecuencia fundamental, pero se produce en contadas ocasiones debido a la corta duración de la falta. Una vez que la falta desaparece, se produce un nuevo transitorio debido al intercambio de energía (corriente) entre la capacidad y la inductancia del sistema.

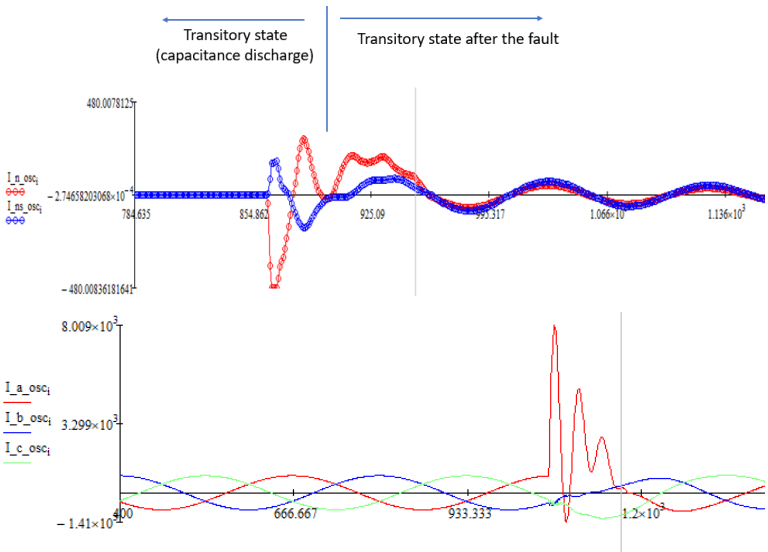



*Figura 1. Arriba: Corriente de neutro en el alimentador en Falta (en rojo), y en el alimentador sano (azul), correspondiente a una falta transitoria (el estado permanente de la falta es nulo, al extinguirse tras el estado transitorio inicial). Abajo: corrientes de fase con Falta transotoria en una de las fases (duración menor que ¼ de ciclo).*

Como se aprecia en la figura 1, la corriente de neutro del alimentador en falta está en contrafase (aproximadamente 180º) con la corriente de neutro del alimentador sano, durante el tiempo que dura la falta. La razón se muestra evidente en la figura 2. Teniendo en cuenta que la frecuencia del transitorio de la falta es muy elevada, la impedancia que presenta la puesta a tierra del transformador será igualmente alta, debido a que la reactancia es directamente proporcional a la frecuencia ($X = 2*\pi*F*L$). Además, en el tiempo que dura el transitorio de la falta (alta frecuencia), la corriente que aporta la puesta a tierra (IG) se ha incrementado muy poco, ya que al ser una señal de frecuencia fundamental (50/60 Hz), alcanzará su valor máximo en ¼ de ciclo de frecuencia fundamental. En definitiva, la corriente que lee el relé del alimentador sano (IH), durante el transitorio de la falta, será "aproximadamente" la misma que la que lee el relé del alimentador en falta (IF), pero invertida, debido a la polaridad de los transformadores de corriente de ambos alimentadores.

Una vez que la falta desaparece, la inductancia del sistema descarga la corriente de neutro almacenada en forma de campo electromagnético, produciendo la carga de la capacidad del sistema (tanto del alimentador sano como del alimentador que estaba en falta). Finalizada la descarga de la inductancia, comienza la descarga de la capacidad, que produce, de nuevo, la carga de la inductancia. Este intercambio de corriente (energía), a la frecuencia de resonancia del sistema ($Fr = 1 / [2*\pi* (L*C)^{1/2}]$), se va amortiguando debido a la resistencia que presenta el sistema. En cualquier caso, lo verdaderamente relevante para la detección de la falta, es que los relés de ambos alimentadores verán la corriente de neutro del sistema en fase, por lo que en este periodo (transitorio después de la falta) no será posible determinar el alimentador que estaba en falta (la magnitud de la corriente de neutro, en este periodo transitorio, depende de la capacidad de los alimentadores, por lo que tampoco servirá como indicador para determinar el alimentador en falta).

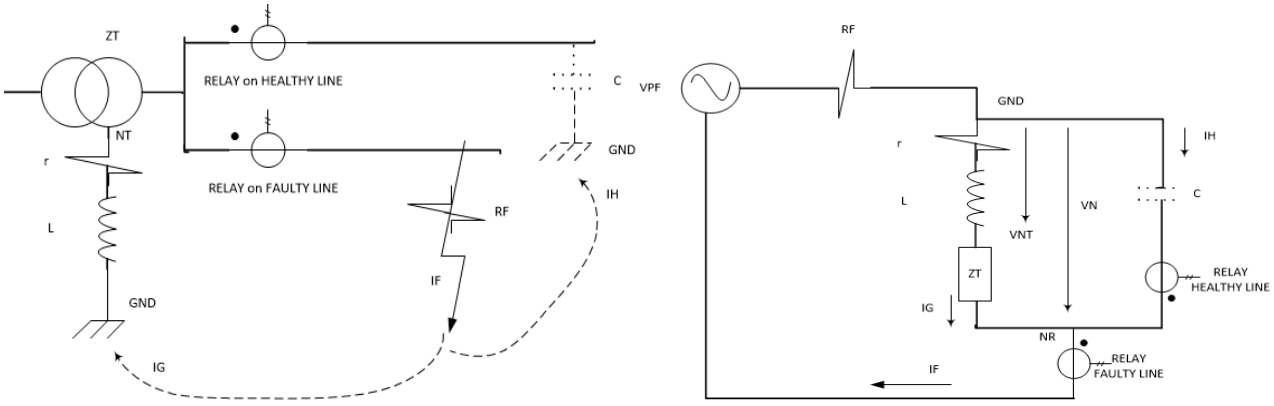



*Figura 2. Diagrama Genérico de la Falta monofásica en Media Tensión, y Circuito de secuencias simplificado.*

La primera conclusión del análisis realizado hasta este punto es que los relés de los alimentadores deben determinar la situación de falta transitoria o intermitente, en el primer periodo transitorio de la falta ya que, debido a la duración de la falta, el régimen permanente no existirá en la mayor parte de los casos, y el periodo transitorio después de la falta no permite discernir el alimentador en falta.

Otros factores a considerar en la detección de faltas transitorias son la capacidad del sistema y la resistencia de falta. En el primer caso, el aumento de la capacidad del sistema hará que disminuya la frecuencia del periodo transitorio, aumentando la magnitud de corriente. En el segundo caso, a mayor resistencia de falta mayor será el amortiguamiento del periodo transitorio (puede quedar reducido a un mero pulso), y menor su magnitud de corriente.

La corta duración del periodo transitorio (entre 2 y 5 ms), y la alta frecuencia de la señal, que varía según los parámetros del Sistema (entre 200 y 1667 Hz en las simulaciones realizadas en este estudio), son condiciones que complican mucho la correcta detección de la falta a las unidades de sobreintensidad direccional de neutro convencionales. Estas unidades, basadas en algoritmos como la Transformada de Fourier (DFT) o similar, bajo estas condiciones, no tienen suficiente precisión para determinar correctamente si el alimentador protegido está en falta, o se trata de un alimentador sano.

# MÉTODO Y ENFOQUE

La unidad de faltas a tierra transitorias basada en valores de muestras instantáneas de tensión de neutro (VN_s) y corriente de neutro (IN_s), es un nuevo algoritmo, que manteniendo el mismo principio de operación que las unidades convencionales de sobreintensidad direccional de neutro (comparación de la magnitud de la corriente de neutro con un nivel ajustable por el usuario, y comparación del ángulo entre la corriente y la tensión de neutro, con el ángulo característico ajustado por el usuario), trabaja con el primer semiciclo de la señal, por lo que es independiente de la duración de la falta y del estado transitorio que aparece después de la falta. Por otro lado, la frecuencia de muestreo de 4800 Hz con la que trabaja la unidad, le provee de suficiente resolución para detectar correctamente la señal de alta frecuencia de la falta.

El campo de aplicación del estudio de esta unidad incluye todo tipo de sistemas donde se produzcan faltas a tierra intermitentes o transitorias, es decir, sistemas de alta impedancia con alta capacidad en alimentadores, como sistemas de neutro aislado, neutro compensado, neutro resistivo, inductivo, o una combinación de ambos. Algunos de los valores con los que se ha realizado el estudio son los siguientes: 12+2j Ohm, 2j Ohm, 35j Ohm, 70j Ohm, 120 + 35j Ohm).

Adicionalmente, la unidad de faltas a tierra transitorias basada en valores de muestras instantáneas, presenta un comportamiento correcto ante faltas permanentes que superen el arranque de la unidad.

El principio de operación de la unidad se basa en el cálculo instantáneo de la magnitud de corriente de neutro, que superado el nivel ajustado por el usuario será la primera condición que se debe cumplir para la detección de la falta.

Una vez superado el umbral de corriente, la unidad debe aplicar el criterio direccional para determinar si la falta se encuentra en el alimentador protegido (dirección) o en otro alimentador del sistema (contradirección). Como referencia del criterio direccional (magnitud de polarización) se toma la tensión de neutro (VN) ya que es la misma magnitud tanto para el alimentador en falta como para los alimentadores sanos. Como se ha mostrado en los puntos anteriores, la corriente de neutro (IN) del alimentador en falta está aproximadamente en contradirección con la corriente de neutro de los alimentadores sanos, por lo que el "ángulo" (desfase) entre la corriente y la tensión de neutro en el alimentador en falta será aproximadamente 180º mayor que el desfase entre la corriente y la tensión de neutro de los alimentadores sanos.

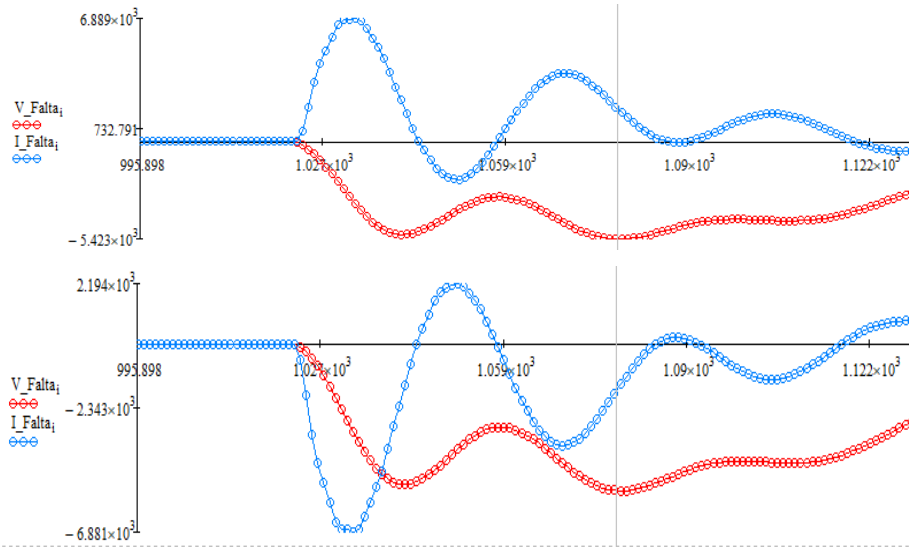



*Figura 3. Arriba: Corriente de neutro del alimentador en falta (azul) y tensión de neutro del sistema (rojo). Abajo: Corriente de neutro del alimentador sano (azul) y tensión de neutro del sistema (rojo).*

Como característica direccional de la unidad se toma un plano cuya referencia (desfase 0) es la tensión de neutro (VN). Dicho plano queda limitado por dos rectas (ajustables por el usuario) que definirán la zona de operación de la unidad

(dirección), y la zona de bloqueo de la unidad (contradirección). El desfase entre IN y VN determinará si la falta está en dirección o contradirección.

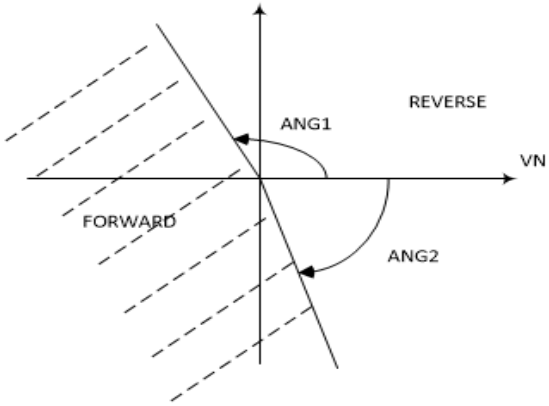


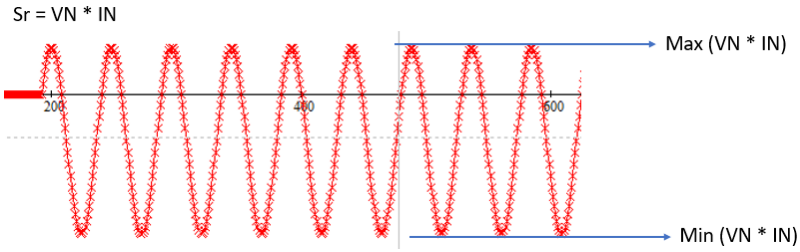

*Figura 4. Caraterística direccional de la unidad de faltas a tierra transitorias basada en valores instantáneos.*

El cálculo del desfase ("ángulo") entre IN y VN se basa en el cálculo del ángulo de la potencia residual aparente (Sr), que de forma análoga al cálculo de fasores, se puede definir como: ANG_VN_IN = arc tg (Qr/Pr) = arc cos (Pr/Sr), siendo Pr y Qr la potencia residual activa y reactiva respectivamente, y Sr la potencia residual instantánea del primer semiciclo de la corriente de falta.

Por simplicidad en la implementación, se ha elegido ANG_VN_IN = arc cos (Pr/Sr) donde:

Sr = [Max (VN * IN) – Min (VN * IN)] / 2

Pr= $\left[\sum\ (VN * IN)\right]/n$ siendo n el número de muestras del primer semiciclo de la corriente de falta.




Al definir ANG_VN_IN = arc cos (Pr/Sr), el signo de Pr determinará el semiplano en el que se encuentra IN.

Si Pr > 0 entonces IN estará en el mismo semiplano que VN (cuadrantes 1 y 4).

Si Pr < 0 entonces IN estará en el mismo semiplano que -VN (cuadrantes 2 y 3).

Para determinar si IN se encuentra en el semiplano de los cuadrantes 1 y 2, ó en el semiplano de los cuadrantes 3 y 4, se calcula el signo de VN_pico * IN_pico (valores de pico de VN e In respectivamente), y el desfase relativo aproximado entre VN_pico * IN_pico.

Si VN_pico * IN_pico < 0 & IN_pico adelanta a VN_pico, entonces IN estará en el semiplano de los cuadrantes 3 y 4.

Si VN_pico * IN_pico < 0 & IN_pico se retrasa respecto a VN_pico, entonces IN estará en el semiplano de los cuadrantes 1 y 2.

Si VN_pico * IN_pico > 0 & IN_pico adelanta a VN_pico, entonces IN estará en el semiplano de los cuadrantes 1 y 2.

Si VN_pico * IN_pico > 0 & IN_pico se retrasa respecto a VN_pico, entonces IN estará en el semiplano de los cuadrantes 3 y 4.

## RESULTADOS

Los resultados obtenidos muestran un cierto error en el cálculo del desfase entre IN y VN, debido principalmente a los cálculos realizados con el primer semiciclo de señal de la corriente de falta. La superposición de la componente fundamental de la corriente de falta (50/60 Hz) con la señal de alta frecuencia produce un desplazamiento de ésta última, de modo que el semiciclo de señal obtenido es mayor que el semiciclo real de la señal. Este error se traduce en el error de desfase entre IN y VN.

En cualquier caso, a pesar del error de desfase, los resultados obtenidos se encuentran en el mismo cuadrante que los resultados teóricos, por lo que permiten ajustar la característica direccional de modo que la unidad opere correntamente en todos los casos estudiados de las dintintas puestas a tierra del sistema.

A continuación, se muestran los valores del desfase entre VN e IN obtenidos en este estudio. Se ha simulado una capacidad paralela de aproximadamente 16 uF, incluyendo casos con resistencia de falta desde 0.1 Ohm hasta 20 Ohm.

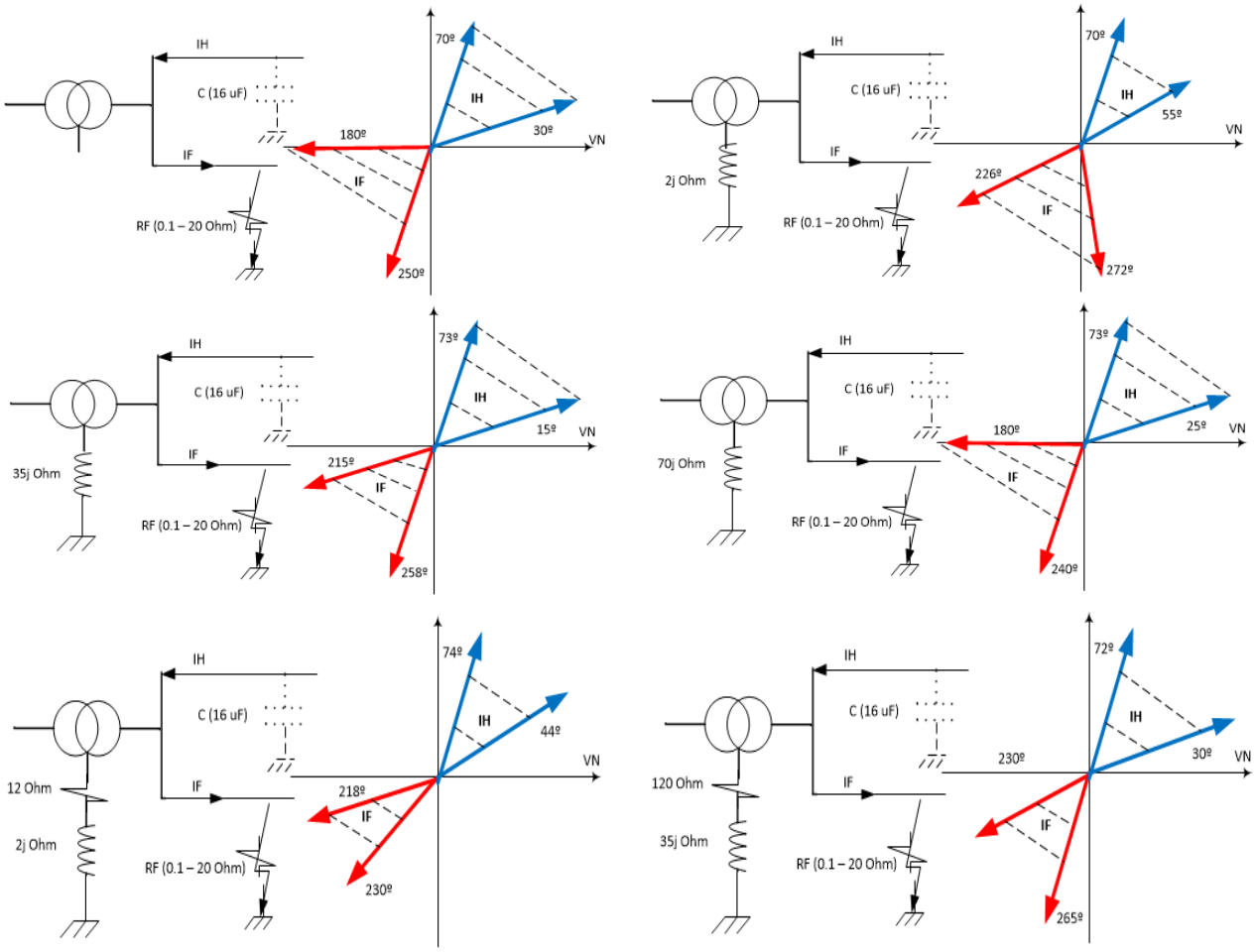



*Figura 5. Valores del desfase entre VN e IN en los distintos sistemas de neutro (aislado, rígido 2j Ohm, inductivo 35j Ohm, inductivo 70j Ohm, resistivo 12+2j Ohm, y combinado o mixto 120 + 35j Ohm).*

## CONCLUSIONES

En la red de Distribución de Media Tensión, las faltas Transitorias son muy comunes en sistemas donde la corriente de falta a tierra es tan baja que las faltas se auto extinguen en unos pocos ms, volviendo a aparecer cuando la tensión alcanza su valor máximo.

La corta duración del periodo transitorio de las faltas (entre 2 y 5 ms), y su alta frecuencia de señal, que varía según los parámetros del Sistema (entre 200 y 1667 Hz en las simulaciones realizadas en este estudio), son condiciones que complican mucho la correcta detección de la falta a las unidades de sobreintensidad direccional de neutro convencionales. Estas unidades, basadas en algoritmos como la Transformada de Fourier (DFT) o similar, bajo estas condiciones, no tienen suficiente precisión para determinar correctamente la dirección de la falta.

La unidad de faltas a tierra transitorias basada en valores de muestras instantáneas, es un nuevo algoritmo que trabaja con el primer semiciclo de la señal, por lo que es independiente de la duración de la falta. Por otro lado, la frecuencia de muestreo de 4800 Hz con la que trabaja la unidad, le provee de suficiente resolución para detectar correctamente la señal de alta frecuencia de la falta.

Los resultados del estudio confirman que el campo de aplicación de esta unidad incluye todo tipo de sistemas donde se produzcan faltas a tierra intermitentes o transitorias, es decir, sistemas de alta impedancia con alta capacidad en alimentadores, como sistemas de neutro aislado, neutro compensado, neutro resistivo, inductivo, o una combinación de ambos. Adicionalmente, la unidad de faltas a tierra transitorias basada en valores de muestras instantáneas, presenta un comportamiento correcto ante faltas permanentes que superen el arranque de la unidad.

## AGRADECIMIENTOS

A la inestimable colaboración de Hugo Mantilla (aula ZIV en la Escuela de Ingeniería de Bilbao - Universidad del País Vasco) en la simulación en RTDS del modelo de red, y a la siempre apreciada colaboración y guía de Roberto Cimadevilla en calidad de director del depto. de Aplicación de ZIV-SAS.

## REFERENCIAS

- T. Cui, X. Dong, Z. Bo and A. Juszczyk, “Hilbert-Transform-Based Transient/Intermittent Earth Fault Detection in Noneffectively Grounded Distribution Systems”, 2011 IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, NO. 1, Enero 2011.
- J. Altonen, O. Mäkinen, K. Kauhaniemi and K. Persson, “Intermittent Earth Faults – Need to Improve The Existing Feeder Earth Fault Protection Schemes”, CIRED 17th International Conference on Electricity Distribution, Mayo 2003.
- Schneider Electric, “Intermittent Transient Earth Fault Protection”, AN200.EN004_A, Septiembre 2018.
- F. Pitot, N. Vassilevsky, K. Venkataraman, C. P. Teoh, “Wattmetric Earth Fault Protection Innovation for Compensated Distributio Networks”, CIRED 23rd International Conference on Electricity Distribution, June 2015.
- J. Roberts, D. Hou, F. Calero and H.J. Altuve, “New Directional Ground-Fault Elements Improve Sensitivity in Ungrounded and Compensated Networks”, Sweitzer Engineering Laboratories. USA, 2001.
- RTDS Technologies. https://www.rtds.com.

# RENNAISANCE - NUEVOS MERCADOS Y MODELOS DE NEGOCIO PARA LAS COMUNIDADES LOCALES DE ENERGÍA

**Nerea Goitia-Zabaleta**, Investigadora predoctoral, IKERLAN
**Aitor Milo**, Investigador, IKERLAN
**Pilar Meneses**, Investigadora, IKERLAN
**Haizea Gaztañaga**, Responsable de equipo "Gestión de energía Eléctrica y Térmica", IKERLAN
**Elvira Fernandez**, Profesora/Investigadora, UPV/EHU (Universidad del País Vasco), Depart. Ing. Eléctrica
**Gregorio Fernández Aznar**, Investigador, CIRCE
**Hans Bludszuweit**, Investigador, CIRCE
**Jesús Torres**, Responsable de equipo "Integración TIC", CIRCE

**Resumen:** El desarrollo de las comunidades energéticas está promoviendo la aparición de nuevos mercados y modelos de negocio entorno al intercambio energético entre miembros de la comunidad. En la presente comunicación se describen los trabajos llevados a cabo por IKERLAN y CIRCE dentro del proyecto europeo RENAISSANCE sobre la definición y desarrollo de nuevos mercados y modelos de negocio en las comunidades energéticas y las herramientas para gestionarlos. Intercambio energético entre pares (P2P), mercados de alquiler de almacenamiento eléctrico o mercados de gestión de la demanda son los mercados que se describirán. Además, se presentarán los CANVAS de los modelos de negocio para los agentes implicados en estos mercados y se presentará una comparativa sobre un mismo escenario entre la modalidad de autoconsumo individual y un mercado local de P2P.

**Palabras clave:** comunidades energéticas locales, *autoconsumo*, P2P, *modelos de negocio*.

## INTRODUCCIÓN

El desarrollo de las comunidades locales de energía (CLE) juegan un papel relevante en la transición energética para la lucha contra el cambio climático mediante la explotación de recursos energéticos renovables locales de forma inteligente. El objetivo de las CLEs es la creación de valor en términos sociales y medioambientales, más allá del beneficio económico de la actividad que tenga la comunidad, y, en especial, busca permitir una mayor participación y empoderamiento de los consumidores residenciales en la toma de decisiones del mercado energético [1], [2]. La entrada en vigor del RD 244/2019 abrió el camino al autoconsumo de energía eléctrica y a avanzar hacia el desarrollo de las comunidades energéticas, actualmente, hay una línea de trabajo emprendido por el IDAE para impulsar las comunidades locales de energía [3].

De esta forma, el desarrollo de las comunidades energéticas locales puede considerarse como la siguiente etapa, a nivel local, de la transición energética del sector eléctrico. Para poder avanzar en esta nueva etapa es necesario identificar y/o diseñar nuevas modalidades de intercambio energético y nuevos modelos de negocio y servicios energéticos que puedan complementar a los actuales. Dentro del programa HORIZON 2020, el proyecto europeo RENAISSANCE tiene como objetivo contribuir al desarrollo de las comunidades energéticas locales mediante el despliegue de metodologías de diseño y operación de mercados de intercambio de servicios energéticos. Una de las tareas clave del proyecto es la definición y diseño de nuevos mercados y servicios energéticos, fácilmente replicables, que permitan alcanzar altos niveles de presencia de generación renovable, 20%-30% y participación de los miembros de la comunidad, 15%-20% del total de la comunidad.

En este artículo, se describen los trabajos desarrollados por IKERLAN y CIRCE dentro de la tarea de definición e identificación de potenciales modelos de negocio y mercados de energía de una comunidad local. Además, se explicará el funcionamiento del mecanismo de intercambio energético entre pares (P2P) y se analizará un caso de una comparativa en una comunidad local entre la modalidad de autoconsumo individual y un escenario de intercambio entre pares, P2P, mostrando los resultados más relevantes.

## PRESENTACIÓN MERCADOS

Las CLEs son sistemas energéticos locales integrados que posibilitan, por un lado, la oportunidad de producir y consumir energía de forma local los miembros de la comunidad y, por otro lado, la posibilidad de ahorrar en la factura de electricidad. La llegada de consumidores más proactivos o prosumidores empodera a la comunidad local brindando nuevas oportunidades y desafíos para la gestión de los sistemas de energía donde intervienen diferentes actores como

los consumidores, prosumidores, comercializador local, sistemas de almacenamiento locales, operador de red local, y los diferentes proveedores. Por tanto, se identifican varios modelos de negocio en las comunidades energéticas en función del rol que realizan estos agentes [4].

Los modelos de negocio sirven como una herramienta para evaluar la estrategia de cómo una organización crea valor, entrega este valor a través de sus canales de red y cómo se generan los beneficios. El Modelo Canvas fue diseñado por Ostherwalder [5] y ha sido una de las herramientas más implantadas y desarrolladas en estos últimos años, donde la propuesta de valor en cuestión puede ser explicada de forma clara y concisa. En la parte derecha del diagrama del Modelo Canvas, se encuentran todos los elementos que tienen relación directa con el mercado como los clientes, la propuesta de valor, las relaciones con el cliente, los canales. En la parte izquierda del Modelo Canvas, se encuentran por lo tanto todos los elementos que tienen relación directa con el funcionamiento como las actividades, recursos, asociaciones claves. En la parte inferior aparece la perspectiva financiera con la fuente de ingresos y la estructura de costes.

En este artículo nos vamos a centrar en el modelo de negocio del prosumidor y de la comercializadora local de energía. En el modelo de negocio del prosumidor, la propuesta de valor es el estímulo para promover la energía renovable local y el consumo eficiente de la energía. De esta manera, el prosumidor contribuye a luchar contra el cambio climático, mejora la cohesión social de la comunidad energética y empodera con fuentes de energía renovables a los usuarios finales con la provisión de su exceso de energía al menor coste posible. El prosumidor invierte en paneles fotovoltaicos, cuyo gasto se recuperará mediante la reducción de la factura eléctrica por la venta de los excesos energéticos. En la Figura 1 se representa el modelo Canvas del prosumer.

*Figura 13. Modelo Canvas de Prosumer.*

*Figura 14. Modelo Canvas de la comercializadora.*

En la Figura 2, se representa el modelo Canvas de la comercializadora local. El objetivo principal es proporcionar energía a los usuarios finales y mantener el equilibrio energético en la comunidad local. Es muy importante que la comercializadora local tenga la información de las transacciones de intercambio de energía certificados para no considerar en la factura eléctrica la energía producida y consumida de forma local. Sus costes son básicamente la compra de energía en el mercado mayorista y en el mercado local de energía, y la infraestructura de la tecnología de la información. Los ingresos provienen de la factura que pagan los clientes y del balance energético de los consumidores.

Dentro de este contexto, es clave la definición de las reglas y operativa de los nuevos mercados de intercambio y de servicios energéticos. El objetivo es desarrollar diferentes modelos de mercados de electricidad que denominamos mercados locales de energía. Este artículo se ha centro en 3: intercambio energético entre pares, mercados de alquiler de almacenamiento eléctrico o mercados de gestión de la demanda

# Metodología

En primer lugar, una solución es permitir a los prosumidores vender su excedente de energía a otros miembros de una misma comunidad local. Por tanto, la compra-venta de energía puede realizarse entre pares (P2P) y certificarse mediante los contratos inteligentes. Para implementar el mercado de energía P2P se puede implementar una subasta de venta. Un productor quiere vender su energía y abre una subasta. Varios consumidores pueden ofertar por esa energía durante un tiempo predefinido de subasta o hasta que se ofrezca el precio deseado por el productor. Si ocurre un déficit de energía del productor, la comercializadora local dará su energía y el productor pagará por esa energía. Se

han identificado dos versiones del mercado P2P; la primera el productor vende una cantidad definida de energía en kWh definida en la subasta, y en la segunda el productor vende al comprador el derecho a consumir su excedente durante el intervalo del contrato, independientemente de cuánta sea la energía transferida. En la sección 3, se describirá en profundidad más esta segunda versión de P2P.

En segundo lugar, otro mercado es considerar la acción de comprar "espacio de almacenamiento" de un sistema de almacenamiento de energía para poder usar esa energía durante un intervalo de tiempo. Este sistema de almacenamiento de energía puede ser propiedad de los prosumidores o de un tercero de forma centralizada. La solución incluye la ejecución de contratos inteligentes de almacenamiento de energía para los prosumidores en la comunidad energética local considerando un máximo de ciclos equivalentes definidas por el propietario dentro de un tiempo específico. El mecanismo consiste en una subasta de compra de parte de capacidad ofrecida por el propietario de forma que pueda haber varios vencedores.

El escenario de demanda energética local incluye el proceso de aumentar o reducir una cantidad de consumo de energía para los consumidores/agregadores para estabilizar la red de la comunidad. El DNO local quiere limitar la potencia en el punto de conexión durante un período de tiempo. Para eso, abre una subasta donde los consumidores y agregadores pueden ofertar con el fin de cumplir con los requisitos para aumentar/reducir la energía total de la comunidad local a un valor al precio deseado. Varios consumidores pueden ofertar por esa energía durante un tiempo predefinido de subasta o hasta que se satisfaga el requerimiento total de la comunidad local.

## Descripción del escenario

El escenario seleccionado para realizar la comparativa está integrado por 30 miembros de una comunidad local, donde 10 de ellos son prosumidores (cuentan con instalaciones fotovoltaicas en sus tejados) y 20 son consumidores (con diferentes tarifas, T2.0A, T2.0DHA, T2.0DHS, T2.1A, T2.1DHA, T2.1DHS). Los datos de generación horaria se han obtenido del sistema de información de fotovoltaica europeo (PVGIS, https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis) para 1 kW de fotovoltaica instalada, los consumos horarios se han generado a partir de datos de un escenario real que posteriormente se han escalado a las potencias contratadas de cada miembro de la comunidad. Los precios horarios del mercado mayorista se han obtenido de los registros de precios horarios del pool eléctrico nacional para el 2017 de OMIE.

Respeto a los costes eléctricos, además del precio del pool, el peaje de acceso de energía para cada una de las tarifas de los consumidores y periodo tarifario se muestran en la siguiente tabla:

| | **T2.0A** | **T2.0DHA** | **T2.0DHS** | **T2.1A** | **T2.1DHA** | **T2.1DHS** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Periodo 1** | 0.044027 | 0.062012 | 0.062012 | 0.057360 | 0.074568 | 0.074568 |
| **Periodo 2** | - | - | 0.002879 | - | - | 0.017809 |
| **Periodo 3** | - | - | 0.000886 | - | - | 0.006596 |

*Tabla 3. Precios peaje de acceso de energía [6].*

En relación con la potencia fotovoltaica instalada, potencia contratadas y modalidades de tarifas eléctrica contratadas de cada uno de los miembros de la comunidad se muestran en la siguiente tabla:

| Usuarios | Potencia instalada (kWh) | Potencia contratada (kWh) | Tarifa eléctrica | Usuarios | Potencia instalada (kWh) | Potencia contratada (kWh) | Tarifa eléctrica | Usuarios | Potencia instalada (kWh) | Potencia contratada (kWh) | Tarifa eléctrica |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Prosum.1** | 2 | 3 | T2.0DHS | **Consum.1** | - | 6 | T2.0DHS | **Consum.11** | - | 8 | T2.0A |
| **Prosum.2** | 4 | 4 | T2.0DHS | **Consum.2** | - | 5.5 | T2.0DHS | **Consum.12** | - | 9.5 | T2.0A |
| **Prosum.3** | 1 | 3 | T2.0A | **Consum.3** | - | 6 | T2.0A | **Consum.13** | - | 9 | T2.0A |
| **Prosum.4** | 1 | 2 | T2.0A | **Consum.4** | - | 5.5 | T2.0DHS | **Consum.14** | - | 11 | T2.1DHS |
| **Prosum.5** | 5 | 5 | T2.0A | **Consum.5** | - | 7 | T2.0A | **Consum.15** | - | 10 | T2.1DHA |
| **Prosum.6** | 5 | 13 | T2.1A | **Consum.6** | - | 6.5 | T2.0A | **Consum.16** | - | 11 | T2.1A |
| **Prosum.7** | 5 | 5.5 | T2.0A | **Consum.7** | - | 7.5 | T2.0A | **Consum.17** | - | 10 | T2.1A |
| **Prosum.8** | 3 | 5 | T2.0DHS | **Consum.8** | - | 7 | T2.0A | **Consum.18** | - | 12 | T2.1A |
| **Prosum.9** | 3 | 6 | T2.0DHS | **Consum.9** | - | 8 | T2.0A | **Consum.19** | - | 12 | T2.1DHS |
| **Prosum.10** | 10 | 15 | T2.1A | **Consum.10** | - | 8.5 | T2.0A | **Consum.20** | - | 13 | T2.0DHA |

*Tabla 4. Potencias fotovoltaicas instalada, potencia contratada y tarifa eléctrica del escenario.*

El escenario completo se ha implementado sobre la herramienta de cómputo numérico MATLAB.

En la modalidad de autoconsumo además de reducir la energía consumida por el prosumidor desde la red cuando la generación y consumo coinciden se considera la compensación de la energía inyectada a red a precio de pool.

Por su parte, el mercado P2P simulado está basado en subastas horarias al alza del derecho de compra de energía. La duración del intercambio energético tiene una duración de 1 hora. El mercado tiene fijado un precio mínimo general, de valor igual al precio de la energía en el pool y cada prosumidor fija un precio deseado por el derecho de la energía inyectada a la red no supera en ningún caso un precio máximo, precio del pool más el peaje de energía. Los consumidores seleccionan el mercado o los mercados que más les interesan y realizan ofertas por el derecho de compra. En el escenario simulado se han impuesto una serie de restricciones:

- Las subastas se realizan un cuarto de hora antes de iniciarse el intercambio energético (a cada hora se abren nuevos escenarios de subastas).
- Las ofertas de los consumidores en los mercados se generan de manera aleatoria entre el rango de precio mínimo y máximo.
- Por simplicidad, en esta fase de simulación, los prosumidores con déficit de energía no participan en la puja, le compran la energía a la comercializadora.
- Los consumidores con demanda energética estimada menor a la energía fotovoltaica inyectada en red estimada para el próximo periodo no ofertarán en la subasta.

## RESULTADOS – COMPARATIVA AUTOCONSUMO Y P2P

En esta sección se presentan los resultados obtenidos en el proceso comparativo entre un escenario de autoconsumo y el mismo escenario con el mercado P2P presentado en este artículo. El estudio comparativo se va a realizar para tres ubicaciones, de tres zonas climáticas diferentes, Manzaneda (Latitud: 42.3106 Longitud: -7.23542) zona II, Mirambel (Latitud: 40.5871 Longitud: -0.342384) zona III, San Miguel de Tajao (Latitud: 28.166603, Longitud: -16.428073) zona V. La tabla siguiente muestra, a nivel comunidad energética, las diferencias de gasto energético, energía generada en la comunidad (**Energía fotovoltaica**), energía consumida en la comunidad (), energía autoconsumida por la comunidad (**Energía autocons.**), energía no autoconsumida por la comunidad (**Energía no autocons.**), el nivel de autoconsumo de la comunidad (**Nivel de autoconsumo**) y el nivel de cobertura solar (**Nivel de cobertura solar**) en cada una de las tres ubicaciones:

| | Manzaneda | | | Mirambel | | | San Miguel Tajao | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Autoconsumo** | **P2P** | **%** | **Autoconsumo** | **P2P** | **%** | **Autoconsumo** | **P2P** | **%** |
| **Gasto energético*(€)** | 28214 | 27010 | -4,3 | 28032 | 26785 | -4,5 | 26933 | 25390 | -6 |
| **Energía fotovoltaica (kWh)** | 57902 | 57902 | -- | 61052 | 61052 | -- | 76394 | 76394 | -- |
| **Energía consumida (kWh)** | 178262 | 178262 | -- | 178262 | 178262 | -- | 178262 | 178262 | -- |
| **Energía autocons. (kWh)** | 33602 | 42973 | 27 | 34134 | 44000 | 29 | 37880 | 48863 | 29 |
| **Energía no autocons. (kWh)** | 24299 | 14928 | -39 | 26918 | 17052 | -37 | 38514 | 27531 | -29 |
| **Nivel de autoconsumo (%)** | 58 | 74 | 16 | 56 | 72 | 16 | 50 | 64 | 14 |
| **Nivel de cobertura solar (%)** | 19 | 24 | 5 | 19 | 25 | 6 | 21 | 27 | 6 |

* En el cálculo del coste energético se ha tenido en cuenta el impuesto de la electricidad (5,11%) y el IVA (23%).

*Tabla 5. Potencias fotovoltaicas instalada, potencia contratada y tarifa eléctrica del escenario.*

A nivel comunitario, desde el punto de vista económico, los resultados muestran una reducción del gasto energético en el mercado P2P frente a la modalidad de autoconsumo. La reducción en las tres ubicaciones está entorno al 5%. La reducción más alta, un 6%, se consigue en la ubicación con mayor nivel de producción solar, San Miguel de Tajao.

Desde el punto de vista energético, en el mercado P2P se alcanzan niveles de porcentaje de autoconsumo de entorno al 15% superiores a la modalidad de autoconsumo. En la ubicación de Manzaneda es donde mayor nivel de autoconsumo se alcanza, un 16%. Este resultado indica que en Manzaneda tenemos un mejor emparejamiento entre demanda y generación.

Respecto al nivel de cobertura solar, en todas las ubicaciones se aumenta el porcentaje en el mercado P2P respecto a la modalidad de autoconsumo. Sin embargo, hay que destacar que el porcentaje de cobertura más alto alcanzado es del 27% (San Miguel de Tajao.

A nivel individual, las gráficas siguientes muestran los gastos energéticos con la modalidad de autoconsumo y con el mercado P2P de cada uno de los prosumidores y consumidores de San Miguel de Tajao, ubicación donde se consigue la mayor reducción de gasto energético comunitario.

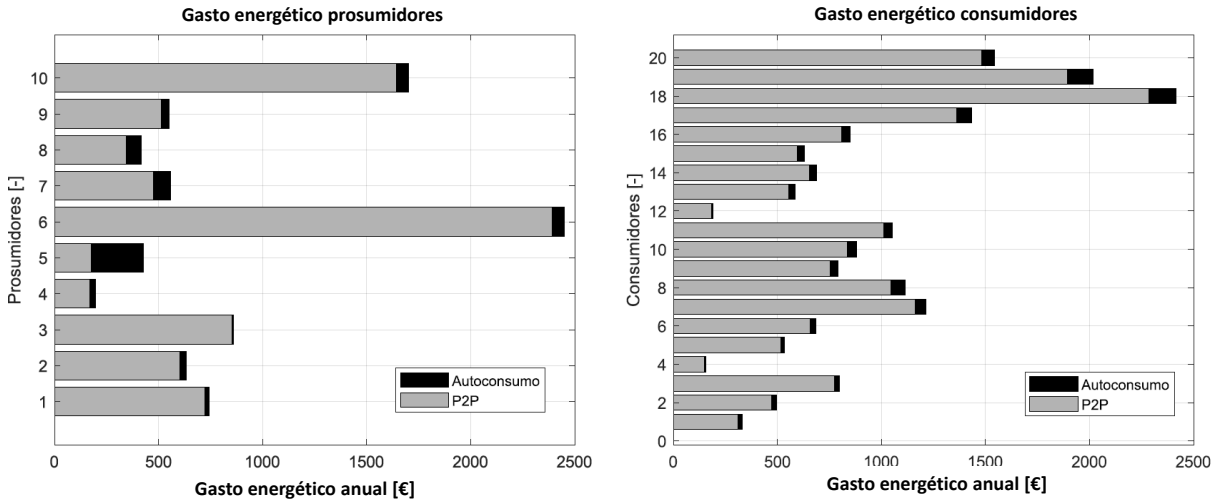



*Figura 15. Comparativa gastos autoconsumo y P2P.*

En las gráficas anteriores puede observarse que el mercado P2P contribuye, para todos los miembros de la comunidad, a una reducción de los costes energéticos. El ahorro es mayor, porcentualmente, en el conjunto de prosumidores respecto al de consumidores. Los primeros lograrán una media de 64 € de ahorro respecto a al coste energético en la modalidad de autoconsumo mientras que en el conjunto de consumidores este ahorro medio es de unos 44 €.

## CONCLUSIONES

En este artículo se ha presentado tres potenciales nuevos mercados a desarrollar en las incipientes comunidades energéticas locales, intercambio de energía entre pares (dos modalidades de P2P), compra-venta de espacio de almacenamiento y mercado de demanda energética local. Se ha desarrollo, con mayor detalle, la modalidad P2P de compra-venta del derecho de compra de energía.

Para realizar el análisis de las ventajas del mercado P2P, se ha realizado una comparativa entre un escenario con autoconsumo individual y un escenario con P2P. El estudio se ha realizado para tres ubicaciones con niveles de radiación solar diferentes.

Desde el punto de vista económico, los resultados muestran que el escenario P2P puede alcanzar un mayor nivel de ahorro en el gasto energético. En un escenario equilibrado donde los ahorros del gasto energético se distribuyesen entre todos los miembros de la comunidad, se obtendría una reducción de ~50 € para cada miembro, prosumidor o consumidor. En el mercado P2P desarrollado, la media de ahorro de los prosumidores es mayor que la de los consumidores. Esto se explica por el hecho de que las reglas de la subasta en el mercado P2P promueven la competición entre los consumidores por el producto generado por el prosumidor. La definición de otro tipo de reglas para el mercado P2P podría equilibrar o inclinar la balanza hacia los consumidores.

Desde el punto de vista energético, tanto el nivel de autoconsumo comunitario como el de cobertura solar aumentan en el mercado P2P respecto a la modalidad de autoconsumo. El mercado P2P realiza un mejor aprovechamiento de los excesos de generación de los prosumidores permitiendo que el valor de este exceso repercuta en la comunidad.

Un mercado de almacenamiento operando en paralelo con el P2P podría favorecer que se pudiese alcanzar niveles de autoconsumo y cobertura solar aún más elevados.

En definitiva, el desarrollo de las comunidades energéticas permitirá el desarrollo de nuevos mercados de intercambio de energía y de servicios energéticos que promuevan un mejor aprovechamiento de los recursos locales una mejora de la eficiencia energética, un uso racional de la energía y un empoderamiento de los miembros de las comunidades.

## AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo ha sido realizado bajo el marco del proyecto RENAISSANCE (Nº 824342), financiado por la Comisión Europea en el programa H2020.

## REFERENCIAS

[1] IDAE, Comunidades energéticas locales: https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/financiacion-del-idae/comunidades-energeticas-locales
[2] Fielt, E., 'Conceptualising Business Models: Definitions, Frameworks and Classifications', Journal of Business Models, 2013.
[3] Osterwalder, A. & Pigneur, Y. (2010). *Business model generation: a handbook for visionaries, game changers, and challengers*. John Wiley & Sons.
[4] BOE, Orden IET/107/2014, https://www.boe.es/eli/es/o/2014/01/31/iet107/dof/spa/pdf
[5] EDP: Orden ETU/1366/2018, https://www.edpenergia.es/recursos/doc/portal-clientes/20130827/precios/tarif
[6] as-electricas-para-empresas.pdf
[7] [6] IDEA, INFORME DE PRECIOS ENERGÉTICOS REGULADOS Datos julio de 2020, https://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/tarifas_reguladas_julio_2020.pdf

# MICRORREDES COOPERATIVAS CON FUNCIONALIDADES AVANZADAS: FLEXIBILIDAD Y RESILENCIA

**Félix García Torres**, Responsable del Laboratorio de Microrredes, Centro Nacional del Hidrógeno
**Javier Tobajas**, Ingeniero Unidad de Aplicaciones, Centro Nacional del Hidrógeno
**Jesús Martín**, Ingeniero Unidad de Gestión de Proyectos, Centro Nacional del Hidrógeno
**Emilio Nieto**, Director General, Centro Nacional del Hidrógeno

**Resumen:** El presente trabajo se enmarca dentro del proyecto INTERREG SUDOE IMPROVEMENT que tiene por objeto la instalación de microrredes en instalaciones y edificios públicos con cargas críticas. Dado el tamaño de las instalaciones, se propone la estructura de microrredes cooperativas en lugar de una única microrred para la integración de renovables. A tenor del almacenamiento previsto, dichas instalaciones pueden ser puntos de resilencia y flexibilidad para la propia red eléctrica. Se ha desarrollado un software basado en control predictivo distribuido que, garantizando el abastecimiento de cargas críticas durante un periodo comprometido, también permita dar soporte de flexibilidad al operador del sistema

**Palabras clave:** Microrredes, Almacenamiento Híbrido de Energía, Hidrógeno, Cargas Críticas.

## INTRODUCCIÓN

El proyecto IMPROVEMENT tiene como objeto la integración de microrredes combinadas de calor, frío y electricidad en entornos con cargas críticas. Por razones sanitarias en hospitales, por consideraciones de ensayo científico en universidades y centros de investigación, o por razones de seguridad en instalaciones militares, estaciones de transporte y aeropuertos, pérdidas en la calidad y continuidad de suministro pueden originar pérdidas no sólo de índole económico.

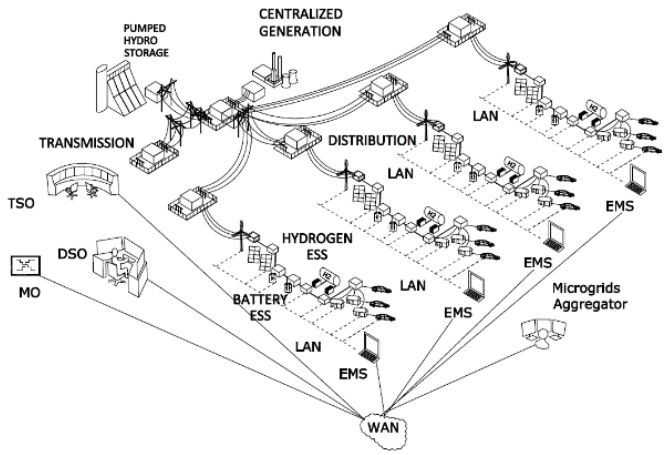
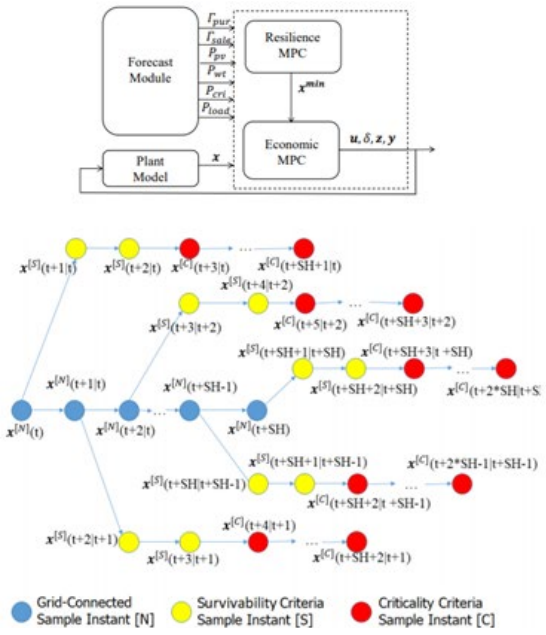



*Figura 1. Estructura de microrredes cooperativas*

En muchas ocasiones, la extensión de estos recintos hace que la solución adoptada no puede estar tan sólo compuesta por una sola microrred sino por varias. Además, en muchas ocasiones, estos edificios pueden tener una entidad propietaria común, por lo que su optimización debe estar sujeta a la cooperación. El nivel de energía almacenada para la resilencia de este tipo de recintos requeriría de grandes superficies destinadas a almacenamiento si la solución tan sólo estuviera basada en baterías. Por lo que, se opta por un sistema de almacenamiento híbrido en forma de baterías e hidrógeno. La gran capacidad de almacenamiento disponible puede hacer atractiva su apertura a mercados de flexibilidad como un modelo de negocio de importante consideración, y puede asimismo ser un recurso de gran utilidad para los operadores del sistema en el paradigma de alta penetración de energía renovables previsto por la Unión Europea en un horizonte temporal no distante. En la Figura 1, se muestra el esquema de una instalación de microrredes cooperativas que interactúa con el operador de mercado y del sistema.

## GESTIÓN DE LA RESILENCIA

Para la gestión de la resilencia en las microrredes se ha desarrollado un algoritmo de control usando técnicas de control predictivo estocástico basado en el modelo, desarrollando un algoritmo de control cuyo diagrama de bloques se presenta en la Figura 2. Está compuesto por cuatro bloques. El primero de ellos realiza una predicción de la energía generada en la microrred tanto fotovoltaica como eólica ($P_{pv}$, $P_{wt}$), la predicción de precios tanto de compra como venta de energía ($\Gamma_{pur}, \Gamma_{sale}$) en el mercado diario, y el consumo estimado de carga tanto crítica como no critica ($P_{load}$, $P_{cri}$). El segundo de ellos, gestiona la evolución de las variables de estado $\boldsymbol{x} = [SOC, LOH]$ de la microrred (definidas como aquellas que su valor en cada instante está ligado al anterior), compuestas por el estado de carga de las baterías y el nivel de hidrógeno almacenado. El bloque de optimización, Resilence MPC, se basa en una estructura de control




$$
\begin{aligned}
J^{[s=j]} = T_s \Big( & \underbrace{w_{SOC} \cdot SOC^{[j]}(t_j) + w_{LOH} \cdot LOH^{[j]}(t_j)}_{\text{Minimum Storage Level Calculus}} + \\
& \underbrace{\sum_{k=1}^{k=SH+j} \left( -\Gamma_{sale}^{DM}(t_k) \cdot z_{sale}^{[j]}(t_k) + \Gamma_{pur}^{DM}(t_k) \cdot z_{pur}^{[j]}(t_k) \right)}_{\text{Grid Exchange RevenuekCost}(J_{grid})} \\
& \underbrace{+ 10 \cdot \max(\Gamma_{sale}^{DM}(t_k \le t_j)) \cdot \alpha_{cur_gen}^{[j]}(t_k)}_{\text{Generation Curtailment Cost}} \\
& \underbrace{+ \sum_{i=1}^{i=10} \left( (10+i) \cdot \Gamma_{sale}^{DM}(t_k) \cdot \delta_{cur_load_i}^{[j]}(t_k) \right)}_{\text{Load Curtailment Cost}} \\
& \underbrace{+ \frac{\text{CC}_{bat}}{2 \cdot \text{Cycles}_{bat}} \sum_{\alpha=ch,dis} \left( z_{bat,\alpha}^{[j]}(t_k) \right)}_{\text{Batteries Cycling Cost}} \\
& \underbrace{+ \sum_{\alpha=ch,dis} \left( \text{Cost}_{degr,\alpha} \cdot (z_{bat,\alpha}^{[j]}(t_k))^2 \right)}_{\text{Batteries ESS Degradation}} \\
& \underbrace{+ \sum_{\alpha=elz,fc} \left( \left( \frac{\text{CC}_\alpha}{\text{Hours}_\alpha} + \text{Cost}_{o\&m,\alpha} \right) \delta_\alpha^{[j]}(t_k) \right.}_{\text{Hydrogen ESS Hourly Cost Use}} \\
& \underbrace{\left. + \text{Cost}_{startup,\alpha} \cdot \sigma_\alpha^{[j]}(t_k) + \text{Cost}_{degr,\alpha} \cdot (\vartheta_\alpha^{[j]}(t_k))^2 \right) \Big)}_{\text{Hydrogen ESS Degradation}}
\end{aligned}
\tag{1}
$$

*Figura 2. Estructura de control para gestión de la resilencia*

predictivo estocástico basada en el modelo. En él, el controlador calcula el nivel mínimo de energía almacenada para cumplir con los criterios de supervivencia y criticidad de la instalación. Se define el criterio de *supervivencia* como el tiempo en el que la microrred, sin estar conectada a la red eléctrica, podría abastecer a todas las cargas de la microrred. El criterio de *criticidad* se define como el tiempo en el que la microrred tendría que abastecer tan sólo a las cargas críticas. En nuestro caso de estudio se define un tiempo de supervivencia de dos horas y de criticidad de 24 horas desde el instante en que se pierde la conexión con la red distribuidora de electricidad. En la *Figura 2*, se presenta el árbol de escenarios para una optimización de la microrred durante los 24 instantes horarios del mercado diario. Las salidas del controlador están compuestas por un vector de variables de optimización continuas $\boldsymbol{u} = [P_{bat}, P_{elz}, P_{fc}, \alpha_{gen}]$, compuesto por la planificación horaria de potencias en el mercado diario de las baterías, electrolizador. Por último, se introduce una variable del control de la generación para en el caso de saturar los sistemas de almacenamiento no funcional en el punto de máxima generación, en el caso de que la microrred haya perdido la conexión con la red de distribución. El controlador calcula una serie de variables lógicas $\boldsymbol{\delta} = [\delta_{ch}, \delta_{dis}, \delta_{elz}, \delta_{fc}, \delta_{pur}, \delta_{sale}, \delta_{cur1}, .., \delta_{cur10}]$, compuestas por las variables lógicas para diferenciar la carga y descarga de las baterías, las señales para activar el electrolizador y la pila de combustible, las variables lógicas para diferenciar si la potencia intercambiada con la red es vendiendo o comprando. Finalmente, el algoritmo de optimización de la resilencia en la microrred gestiona mediante 10 niveles de prioridad el corte de cargas no críticas en caso de ser necesario. El controlador da como resultado de la optimización variables formadas por el producto mixto de variables lógicas y continuas $\boldsymbol{z} = [z_{ch}, z_{dis}, z_{elz}, z_{fc}, z_{sale}, z_{pur}]$ y, al final, obtiene las variables de salida de la microrred $\boldsymbol{y} = [P_{grid}]$.

En la *Figura 2*, se observa la función de coste que se optimiza por cada escenario de predicción, donde *SH* indica el horizonte de planificación usado en el escenario normal de optimización de la microrred en el mercado diario de energía SH=24, usando la nomenclatura [s] para cada escenario dado por el árbol de escenarios. Como se puede ver en cada escenario del árbol de escenarios, es posible una transición de modo conectado a red a aislado en cualquiera de los instantes de control. La función de coste establecida a la derecha de la *Figura 2,* optimiza el nivel mínimo de energía almacenada en forma de hidrógeno o en carga de baterías, en el instante considerado por el escenario para la transición de modo conectado a modo aislado. Optimizando de igual forma los procesos de venta o compra de energía, gestionando los cortes de cargas no críticas según niveles de prioridad establecidos, o gestionando el nivel de corte de generación. De la misma forma, tiene en cuenta los procesos relativos al ciclado de cargas de las baterías, o bien minimiza altos valores de potencia en la carga y descarga de las baterías para evitar la degradación de las mismas. En lo que respecta a los sistemas de hidrógeno, el algoritmo de control minimiza el número de horas en el que está encendido el electrolizador y la pila de combustible $\delta_\alpha$, o bien los arranques y paradas de estos dispositivos $\sigma_\alpha$. El termino $\vartheta_\alpha$ hace referencia a las variaciones de potencia en el electrolizador o la pila de combustible en todos aquellos instantes distintos a los relacionados con el arranque y parada de estos dispositivos.

## SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD EN MICRORREDES COOPERATIVAS

Una vez establecidos los niveles mínimos de energía tanto de las baterías como del depósito de hidrógeno, las microrredes realizan su planificación en el mercado diario primero mediante una estrategia de optimización cooperativa basada en técnicas de control predictivo basado en el modelo. El primer paso del algoritmo de optimización se basa en optimizar cada una de las microrredes en el mercado diario como sistemas no cooperativos minimizando la función de coste expresada en (2). Posteriormente, las microrredes buscan intercambiar energía entre ellas mediante la conversión del problema "local" en problema "global" (refiriéndose "local" al hecho de que una microrred funcione como sistema que no interactúa con el resto de microrredes vecinas, y "global" cuando intercambia energía con el resto de microrredes de una misma "network" o red de microrredes interconectadas).

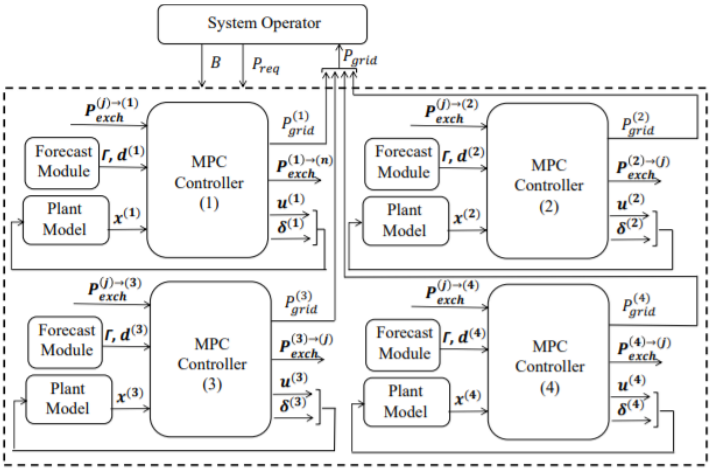



*Figura 3. Estructura de control para servicios de flexibilidad a red mediante microrredes cooperativas*

$$
\begin{aligned}
J_{local}^{(i)}(t) = \\
& T_s \sum_{k=SH_0}^{k=SH} \underbrace{\left(-\Gamma_{sale}^{DM}(t_k)\cdot z_{sale}^{(i)}(t_k) + \Gamma_{pur}^{DM}(t_k)\cdot z_{pur}^{(i)}(t_k)\right)}_{Grid\ Exchange\ Revenue\&Cost(J_{grid})} \\
& + \underbrace{\frac{\mathrm{CC}_{bat}}{2\cdot \mathrm{Cycles}_{bat}} \sum_{\alpha=ch,dis}^{n=1,\dots,5} z_{\alpha,n}^{(i)}(t_k)}_{Batteries\ Cycling\ Cost} \\
& + \underbrace{\sum_{\alpha=ch,dis}^{n=1,\dots,5} \left(\mathrm{Cost}_{degr,\alpha}\cdot\left(A_{\alpha,n}^{(i)} z_{\alpha,n}^{(i)}(t_k) + B_{\alpha,n}^{(i)}\delta_{\alpha,n}^{(i)}(t_k)\right)\right)}_{Batteries\ ESS\ Degradation} \\
& + \underbrace{\sum_{\alpha=elz,fc} \left(\left(\frac{\mathrm{CC}_{\alpha}}{\mathrm{Hours}_{\alpha}} + \mathrm{Cost}_{o\&m,\alpha}\right)\delta_{\alpha}^{(i)}(t_k)\right.}_{Hydrogen\ ESS\ Hourly\ Cost\ Use} \\
& \underbrace{\left. + \mathrm{Cost}_{\sigma,\alpha}\cdot\sigma_{\alpha}^{(i)}(t_k) + \mathrm{Cost}_{degr,\alpha}\cdot\left(\vartheta_{\alpha}^{+,(i)}(t_k) - \vartheta_{\alpha}^{-,(i)}(t_k)\right)\right)}_{Hydrogen\ ESS\ Degradation} \\
& \underbrace{+ w_{SOC}\cdot\left(SOC^{(i)}(t_{SH}) - SOC^{ref}\right)^{-}}_{Future\ Uncertainties} \\
& \underbrace{+ w_{LOH}\cdot\left(LOH^{(i)}(t_{SH}) - LOH^{ref}\right)^{-}}_{Future\ Uncertainties}
\end{aligned}
\tag{2}
$$

$$
\min J_{global}^{int} = J_{local}^{(i)} + J_{local}^{(j)} \tag{3}
$$

s.a.

$$
\sum_{\alpha=i,j}\left(P_{gen}^{(\alpha)}(t) - P_{load}^{(\alpha)}(t) + P_{sto}^{(\alpha)}(t) + P_{grid}^{(\alpha)}(t)\right) = 0
$$

$$
P_{gen}^{(i)}(t) - P_{load}^{(i)}(t) + P_{sto}^{(i)}(t) + P_{grid}^{(i)}(t) - P_{exch}^{(i)\to(j)}(t) = 0
$$

$$
P_{gen}^{(j)}(t) - P_{load}^{(j)}(t) + P_{sto}^{(j)}(t) + P_{grid}^{(j)}(t) - P_{exch}^{(j)\to(i)}(t) = 0
$$

$$
P_{exch}^{(i)\to(j)}(t) - P_{exch}^{(j)\to(i)}(t) = 0
$$

$$
\max \Xi = J_{local}^{int}(OPT_{global}) - J_{local}^{int}(OPT_{local}) \tag{4}
$$

El problema local se puede convertir en un problema global de dos microrredes (i,j) interconectadas mediante la formulación que se indica en la expresión (3). Finalmente, en cada iteración, el algoritmo elije aquella pareja de microrredes que maximiza el beneficio de trabajar en régimen cooperativo según la expresión. (4). El algoritmo de optimización del mercado diario termina cuando no se forma ninguna pareja de microrredes dentro de la red de microrredes interconectadas que mejore la función de coste global. En cada iteración, los intercambios de energía con otras microrredes son considerados en las restricciones de balance de energía para la siguiente iteración Estando en ejecución el mercado diario de la energía según la planificación, el operador del sistema o cualquier agente externo a la microrred puede solicitar una modificación de la planificación del mercado diario para los instantes posteriores con una discretización de tiempo horaria o con tramos inferiores a la hora, ofreciendo al mismo tiempo un beneficio por un aumento o disminución de la energía inyectada a la red. En este caso, el problema de optimización vendría definido por las expresiones siguientes:

$$
\min J_{global}^{ext} = J_{global}^{int} + \sum_{k=1}^{24}\left(\sum_{\alpha=i,j}\left(P_{up}^{\alpha}(t+k) - P_{down}^{\alpha}(t+k)\right) - P_{ext}^{req}(t+k)\right)^2
$$

$$
\text{s.a. } J_{local}^{(i)}(OPT_{global}^{ext}) - J_{local}^{(i)}(OPT_{global}^{int}) \geq B_{ext}^{(i)}
$$

$$
\sum_{\forall i\in N} B_{ext}^{(i)} \leq B_{ext}
$$

El algoritmo va incrementando la distribución de ganancias en cada microrred buscando la solución óptima mediante una optimización por pares de microrredes.

Si bien, tanto este algoritmo de optimización como el de resiliencia, se diseñan para tiempos de muestreo similares a 1 hora. Los resultados de esta planificación pueden ser ejecutados en tiempo real mediante los controladores diseñados por el Centro Nacional del Hidrógeno expuestos en [1].

## RESULTADOS

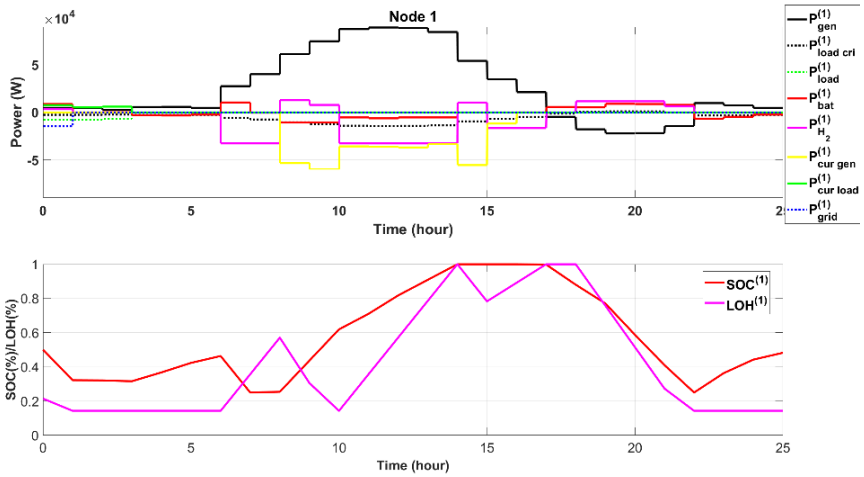



*Figura 4. Resultados de MPC de Resiliencia para la hora 1*

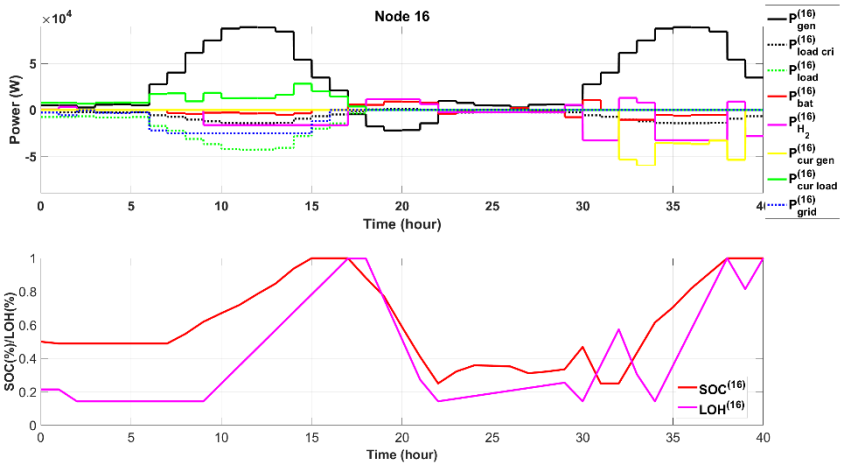



*Figura 5. Resultados de MPC de Resiliencia para la hora 16*

El controlador se ha desarrollado y validado mediante simulación numérica utilizando el software MATLAB® y TOMLAB® como herramienta de optimización de la microrred.

Las simulaciones se han realizado con un tiempo de muestreo de Ts = 1 hora, para un periodo de horizonte temporal de 24 horas (1 día). Los resultados que obtendremos de dichas simulaciones podemos diferenciarlos en 2 gráficas diferentes, por un lado tendremos una gráfica con la evolución de los diferentes sistemas de almacenamiento de energía, viendo cuando se cargan y utilizan en concordancia con la generación de energía del sistema global y del consumo generado por las cargas. Por otro lado, tendremos la evolución específica de los niveles de almacenamiento (State of Charge SOC, Level of Hydrogen LOH). El subíndice *rem* se utiliza para designar a la diferencia entre la energía generada y consumida en la microrred.

En la Figura 4 podemos observar una simulación en la que se tiene un fallo con la red en la hora 1, o lo que es lo mismo, a partir de la hora 2 ya no se puede intercambiar electricidad con la red, por lo que será necesario utilizar los diferentes sistemas de almacenamiento híbrido para poder alimentar las cargas criticas durante al menos 24 horas, cumpliendo así el criterio de criticidad y dotando al sistema de una gran robustez y tolerancia a fallos. También se cumple otro de los criterios definidos previamente, el criterio de supervivencia. De forma similar, se ha simulado este comportamiento de pérdida de comunicación con la red para

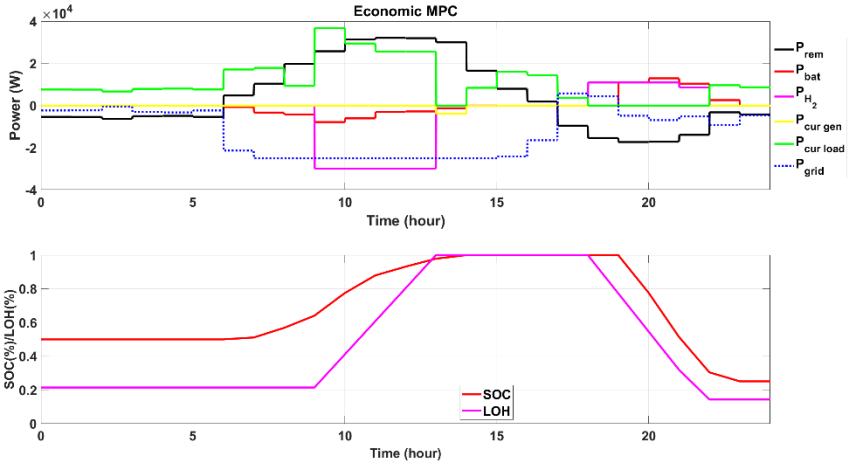



*Figura 6. Optimización de la microrred en un escenario sin fallos considerando criterios de resiliencia*

las diferentes horas que componen las 24 horas de horizonte temporal. En la Figura 5 podemos observar un funcionamiento correcto de la microrred hasta que a partir de la hora 16, se pierde la comunicación con la red. Al igual que antes, desde esa hora, la microrred cumple con el criterio de criticidad de 24 horas alimentando las cargas críticas, por eso el horizonte temporal en este caso es 24 + 16 = 40 horas. Una vez se tienen las simulaciones para las 24 horas, y para obtener un sistema robusto, se cogerán los valores máximos para cada hora en cada simulación de LOH y SOC, ya que teniendo esos niveles siempre al valor máximo marcado por las diferentes simulaciones, podremos ponernos en el peor escenario posible en cada instante y así el sistema será capaz de cumplir ambos criterios de criticidad y supervivencia.

En la Tabla 1, se observa la comparación entre los LOH y SOC elegidos para el MPC final en cada hora ($LOH_{cri}$ y $SOC_{cri}$, son los más restrictivos). Estas 2 columnas se utilizarán en la simulación del MPC económico y se establecerán como niveles mínimos de almacenamiento tal como se observa en la Figura 6. Las otras 2 columnas se obtienen en la simulación del MPC de la Figura 6.

En la Figura 7, se muestran los resultados obtenidos de la optimización cooperativa de una red (o network) de microrredes para su operación en el mercado diario de la energía. En las Figuras 8 y 9 se puede observar la modificación de la planificación de las microrredes pertenecientes a una misma *network* tras la solicitud del operador del sistema de servicios de flexibilidad. Mientras que en la Figura 8, el operador del sistema ofrece un beneficio de 130 euros que resulta insuficiente para satisfacer la variación de energía requerida, en la Figura 9, se ofrecen 170 euros que si es suficiente para que entre todas las microrredes pertenecientes a la misma network satisfagan el perfil de potencia requerido por el operador del sistema. En la Figura 10, se puede observar la aportación de cada microrred a los servicios de flexibilidad requeridos por el operador del sistema.

| Hour | $LOH_{cri(s)}$ | $LOH_{min}$ | $SOC_{cri(s)}$ | $SOC_{min}$ |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 21.43% | 21.43% | 50% | 50% |
| 2 | 21.43% | 21.43% | 50% | 50% |
| 3 | 21.43% | 21.43% | 50% | 50% |
| 4 | 21.43% | 21.43% | 50% | 50% |
| 5 | 21.43% | 21.43% | 50% | 50% |
| 6 | 21.43% | 21.43% | 50% | 50% |
| 7 | 21.43% | 21.43% | 51% | 51.1% |
| 8 | 21.43% | 21.43% | 56.7% | 56.8% |
| 9 | 21.43% | 21.43% | 62.9% | 64.1% |
| 10 | 25% | 41.07% | 70.8% | 77.5% |
| 11 | 47.62% | 60.71% | 78.6% | 87.9% |
| 12 | 73.8% | 80.36% | 89.9% | 93.2% |
| 13 | 100% | 100% | 97.9% | 97.9% |
| 14 | 100% | 100% | 100% | 100% |
| 15 | 100% | 100% | 100% | 100% |
| 16 | 100% | 100% | 100% | 100% |
| 17 | 100% | 100% | 100% | 100% |
| 18 | 100% | 100% | 100% | 100% |
| 19 | 77.3% | 77.3% | 100% | 100% |
| 20 | 54.6% | 54.6% | 77.7% | 77.7% |
| 21 | 32% | 32% | 51.5% | 51.5% |
| 22 | 14.3% | 14.3% | 25.5% | 30.3% |
| 23 | 14.3% | 14.3% | 25% | 25% |
| 24 | 14.3% | 14.3% | 25% | 25% |

*Tabla 6. Valores de SOC y LOH según escenrarios críticos y de optimización sin fallos en la red principal*

## AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo se ha realizado con la financiación económica recibida por el programa INTERREG SUDOE en el proyecto IMPROVEMENT (SOE3/P3/E0901).

## CONCLUSIONES

En la presente comunicación se muestra el resultado de la optimización de microrredes con objeto de ofrecer servicios de flexibilidad al operador del sistema, así como de resiliencia para instalaciones con cargas críticas como hospitales que, dado su perfil de consumo, requieren de un volumen de energía almacenada. En ambas instalaciones, el almacenamiento híbrido compuesto por baterías e hidrógeno se ve como solución clave para garantizar la densidad de potencia y la densidad de energía requerida para este tipo de aplicaciones.

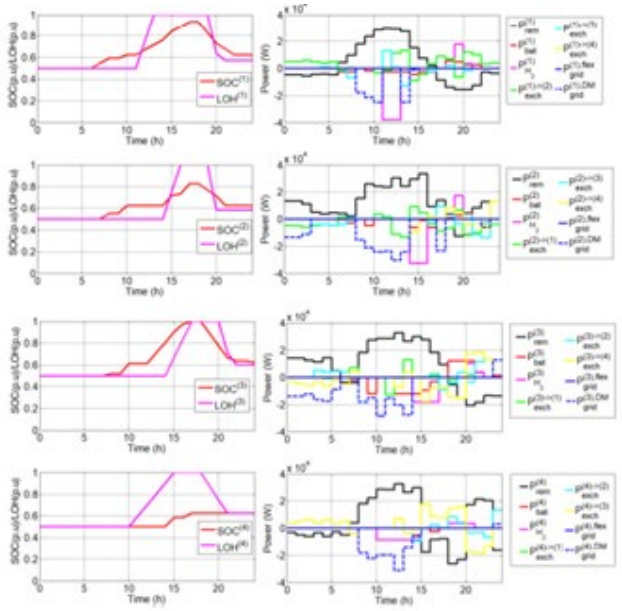


*Figura 7. Actuación cooperativa en el Mercado Diario.*

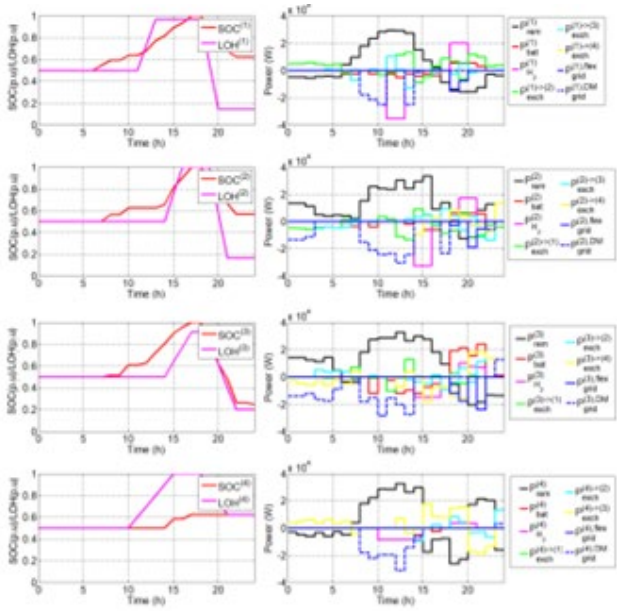


*Figura 9. Servicios de flexibilidad Bext= 170 euros.*

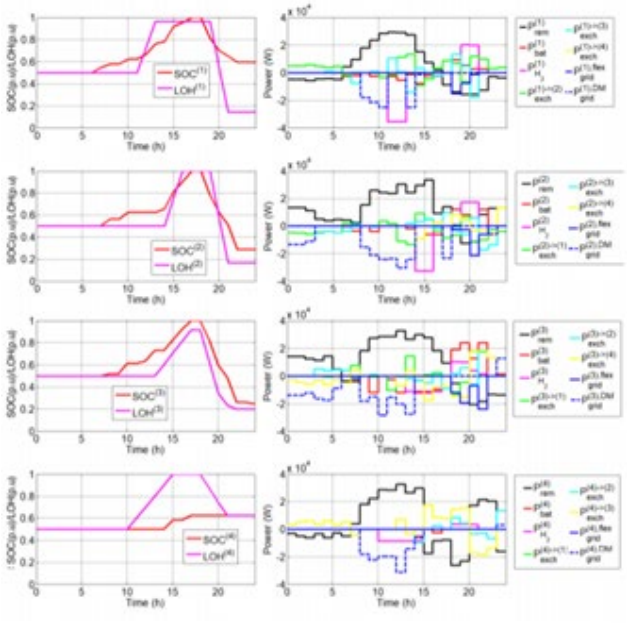


*Figura 8. Replanificación del mercado diario para ofrecer servicios de flexibilidad con un beneficio de 130 euros.*

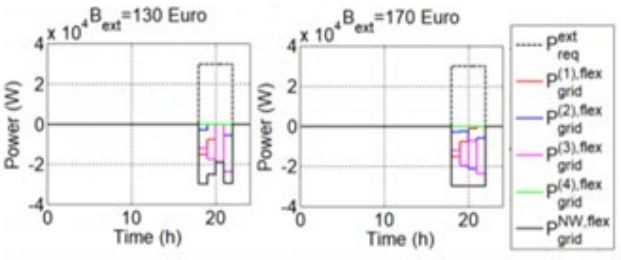



*Figura 10. Perfil de servicios de flexibilidad requerido y comparativa de energía suministrada por cada microrred según beneficio.*

## REFERENCIAS

[1] Garcia-Torres et. al, 2016, Optimal Load Sharing of Hydrogen-Based Microgrids with Hybrid Energy Storage System using Model Predictive Control, IEEE Trans. Ind. Electron, vol. 63, no. 8, pp. 4919-4928.

# ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y ENERGÉTICOS EN MICRO-REDES ELÉCTRICAS

**Santiago Bustamante Mesa**, Investigador, Universidad Pontificia Bolivariana
**Idi Amin Isaac Millán**, Dr. Profesor Titular, Universidad Pontificia Bolivariana
**Jorge Wilson González Sanchez**, Dr. Profesor Titular, Universidad Pontificia Bolivariana

**Resumen:** las micro-redes pueden ser usadas como agentes agregadores de generación distribuida, permitiendo su integración de manera eficiente y flexible, disminuyendo en gran medida los problemas que estos recursos puedan representar para la red de distribución. En este sentido, es importante conocer los estudios que actualmente se consideran para la implementación y viabilizarían de las micro-redes. Con el presente trabajo se pretende mostrar el estado de la técnica en lo que respecta a los estudios eléctricos (estado estacionario y de estabilidad) para micro-redes y los estudios energético-económicos para la implementación de este tipo de sistemas como parte activa de las redes de distribución.

**Palabras clave:** Smart grid, micro-redes, estabilidad de micro-redes, estudios eléctricos, estudios energéticos.

## MICRO-REDES INTELIGENTES

Una micro-red puede ser definida como un conjunto de elementos de distribución de energía en baja y media tensión con recursos energeticos distribuidos (DER) (generación hidráulica a baja escala, paneles solares, celdas de combustible, etc.), elementos acumuladores o con la capacidad de almacenar energía (condensadores y baterías) y una carga que puede ser o no, gestionable y/o flexible. Este sistema puede ser operado de dos formas, la primera, funcionando de forma autónoma e independiente de la red y auto gestionando sus propios recursos, la segunda, operando conectada a la red y dependiendo de ésta para su funcionamiento. Así pues, una micro-red es un sistema eléctrico a pequeña escala que puede funcionar de manera independiente (en isla) o conectada a la red principal [1] y que se encuentra conformada por Recursos de Energía distribuida (DER), sistemas de almacenamiento de energía (ESS) y unas cargas eléctricas.

Uno de los requisitos o lineamientos que en general define una micro-red, es la capacidad para funcionar de forma paralela entre el estado de conexión a la red y el estado de funcionamiento en isla, debido a esta condición, es normal encontrar que una micro-red se encuentra conectada a la red principal por medio de un punto común de acoplamiento (PCC) que permite la conexión y desconexión de forma práctica y sencilla de la red principal [1].

Para el desarrollo de micro-redes, [1] define una serie de características o restricciones geográficas y técnico económicas que se hacen imperativas, siendo estas: (a), los puntos de generación o recursos de generación distribuida se encuentran considerablemente cerca de las cargas o demandas, (b), poseer un punto de acoplamiento común (PCC) y (c), las cargas y DER deben ser monitoreadas y gestionadas por la misma entidad, autoridad o controlador.

Los campus universitarios son escenarios óptimos para la integración de recursos de generación distribuida, generación con fuentes alternativas, renovables y sistemas de almacenamiento de energía con el fin de encontrar mejoras en los niveles de confiabilidad, eficiencia y rendimiento en las micro-redes y sistemas eléctricos [1].

Las micro-redes son, pequeñas redes pensadas para satisfacer la demanda local mientras se interactúa con la red de distribución, por lo que presentan la ventaja comparativa de poder aislarse de la red convencional en situaciones de inestabilidad y/o seguridad o hacerlo a voluntad y pueden agregar generación distribuida de forma eficiente [2]. Pueden monitorear el comportamiento de la red externa y del mercado dependiente de esta y asumir la decisión de desconectarse en periodos en que se presenten riegos técnicos o que lo precios del mercado de energía se encuentren elevados, consiguiendo de esta manera ahorros sustanciales para los consumidores y aumentos en la calidad y confiabilidad del servicio.

A pesar de los muchos beneficios que supondría la implementación de una micro-red en operación conjunta con la red de distribución loca, existen además impases que deben ser tenidos en cuenta, pues suponen retos ingenieriles en el desarrollo de su arquitectura. Tal es el caso de los esquemas de control y protección eléctrica, que al pasar de redes unidireccionales a multidireccionales en cuanto al flujo de potencia, exigen una reevaluación de las técnicas tradicionales de protección que consideraban solo los flujos de carga en una dirección, haciendo que estas sean inviables en el escenario de las micro-redes eléctricas [2].

## Tipos de micro-redes

Las micro-redes pueden ser categorizadas de diferentes formas, una de ellas es según si se encuentran conectadas o aisladas de la red eléctrica, otra es en función de la estructura que alimentan eléctricamente (Campus, comunidad, isleño, nano-red e híbrido (AC y DC)) [3]. Entre el segundo tipo de caracterización, se encuentran las micro-redes que son del tipo universitario o tipo campus. Además de estas categorías, las micro-redes pueden ser divididas entre micro-redes de corriente directa (DC) y de corriente alterna (AC). El sitio web [4] propone la clasificación de las micro-redes según el sector a que está orientado su funcionamiento, dividiéndolas en 10 categorías o tipos, estos son: comerciales, remotas, militares, de campus, centros de datos, comunitarias, industriales, residenciales, servicios críticos y utilitarios. Es importante destacar que una determinada micro-red, puede hacer parte de más de una categoría según si cumple varias funciones.

# ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y ENERGÉTICOS EN MICRO-REDES ELÉCTRICAS

Debido a la topología de las micro-redes y a que se encuentran conectadas directamente de los sistemas de distribución, presentan comportamientos considerablemente diferentes respecto del comportamiento de los grandes sistemas de potencia y/o de transmisión de energía. Para conocer el comportamiento y viabilidad de la micro-red, es necesario conocer su desempeño eléctrico y energético, considerando para esto los niveles de voltaje en cada una de las barras del sistema, los niveles de cortocircuito (considerando diferentes topologías de demanda y generación distribuida) además del estado de conexión, desconexión a la red y combinaciones entre estas diferentes condiciones.

***Estudios energéticos en micro-redes eléctricas***

Con el objetivo de conocer el comportamiento energético de una micro-red y estimar su viabilidad económica y financiera, se suelen desarrollar varios estudios que, entre otras cosas, pretenden servir a los inversionistas y promotores de micro-redes eléctricas para determinar qué tan conveniente podría resultar invertir en este tipo de estructuras. [5] propone un esquema de micro-red en el que se considera la inclusión de generación diésel, generación eólica (WTG), generación solar fotovoltaica (FV) y un sistema de almacenamiento (ESS), buscando mejorar en esta micro-red la confiabilidad y disminuir el costo de la energía. El estudio concluye con el establecimiento de una relación positiva en cuanto a diminución de costos anuales de energía y una mejora en la confiabilidad de la micro-red al incluir en su topología WTG, FV y ESS.

Debido a que las industrias son especialmente vulnerables a los cortes de energía, sometiendo sus procesos a interrupciones y en casos críticos en que los productos no pueden ser suspendidos, a pérdidas de producción, las micro-redes cobran una particular relevancia para estas instalaciones, ofreciéndoles un aumento significativo en la confiabilidad, calidad y flexibilidad en el suministro de energía.

Al igual que en los casos industriales, las instalaciones académicas gozan de una topología que es significativamente afín a las micro-redes eléctricas, por el hecho de poseer de forma concentrada y localizada su carga y su generación, además de presentar generalmente un solo punto de acople común con el sistema de distribución.

***Flujo de carga en micro-redes eléctricas***

Uno de los estudios básico para conocer el comportamiento eléctrico de la micro-red, corresponde con el estudio de flujo de cargas en el sistema, que en el estado estable pretende conocer de qué forma la corriente eléctrica se desplaza por los diferentes elementos de la micro-red, dando como resultado los voltajes en la barras del sistema, la cargabilidad de los elementos, las potencias entregadas, consumidas y transportadas por los componentes correspondientes, el sentido de los flujos de la potencia activa y reactiva, el factor de potencia y las pérdidas de energía. Este estudio es un elemento fundamental en los estudios eléctricos y es un aspecto inicial para otros estudios como lo que pretenden la confiabilidad del sistema, la planificación y la optimización de este. Debido a que a diferencia de los grandes sistemas de potencia y de transmisión, las micro-redes presentan generalmente topologías radiales, los algoritmos tradicionales (Gauss-Seidel, Newton-Raphson y sus versiones desacopladas) para resolver los flujos de carga en sistemas de transmisión no suelen ser efectivos, esto debido a las siguientes características [6]: Altas relaciones R / X, Estructura radial, Operación desbalanceada y múltiples fases, Cargas desbalanceadas y distribuidas de forma no uniforme, Generación distribuida.

Para la resolución de flujos de potencian en redes de distribución, existen básicamente dos categorías que enmarcan los métodos existentes (de barrido hacia adelante y hacia atrás, de compensación, de Gauss implícito, de Newton o Newton modificados, etc.), estas son, flujo de potencia por fase (que se encarga de tratar el problema directamente

con magnitudes desequilibradas o diferentes para cada fase) y flujo de potencia por componentes simétricas (que divide el sistema en tres sistemas fasoriales separados que, cuando se superponen, dan las condiciones desequilibradas iniciales). Generalmente para escoger una técnica, es necesario establecer una necesidad, ya sea flujos balanceados o desbalanceados, topologías radiales o enmalladas, con o sin generación distribuida y los criterios de convergencia [6].

Debido a que, con el crecimiento demográfico y económico, crece la demanda energética, los países se ven abocados a buscar nuevas fuentes de generación que permitan suplir esta demanda. En los últimos tiempos y como consecuencia del cambio climático, ha surgido la necesidad de buscar fuentes alternativas que permitan suplir la demanda energética sin atentar contra el medio ambiente, a raíz de esto, ha surgido la necesidad de integrar estas nuevas formas de generación de manera eficiente, dando paso a la evolución de los sistemas de distribución pasivos a sistemas inteligentes. El reto de concebir la red de distribución como un elemento activo que integre cargas y generación distribuida inteligente subyace en el cambio de los sentidos de flujo potencia, que en contra de la concepción tradicional, pasan a ser no radiales, además de que la inyección de esta potencia se integraría de manera masiva por medio de interfaces de electrónica de potencia que integrarían en el sisma, nuevas dinámicas.

***Cortocircuito en micro-redes eléctricas***

Para definir lo que es un cortocircuito, es posible decir que obedece a un fenómeno eléctrico ocasionado al unir dos puntos entre los cuales existe una diferencia apreciable de tensión y que una vez unidos, ocasionan un flujo de corriente circulante que crece de manera abrupta, hasta alcanzar el punto de falla.

Usualmente, los cortocircuitos obedecen a fenómenos de corta duración, pero que representan para el sistema en que son ocasionados, grabes afecciones, lo que hace imperativo el estudio de este fenómeno con el fin de mejorar los dispositivos de protección asociados a él [7].

Debido a que las corrientes de cortocircuito presentan valores mayores a los nominales, estas provocan sobrecargas térmicas y electrodinámicas en los elementos de conducción. El comportamiento de los cortocircuitos se hace especialmente peligroso cuando existe riesgo de contacto con seres vivos e instalaciones físicas, pudiendo ocasionar para los primeros, graves afecciones a la salud y para los segundos daños severos sobre las instalaciones o maquinas afectadas. El estudio y conocimiento de los niveles de cortocircuito resulta imperativo, con el objetivo de conocer las corrientes máximas y mínimas de este y poder proteger de forma eficaz y eficiente las instalaciones de las afecciones antes mencionadas [7].

***Simulaciones RMS y estabilidad en micro-redes***

Como definición de estabilidad en sistemas eléctricos, [8] propone que es la capacidad del sistema de recuperar las condiciones operativas iniciales después de ser sometido a una perturbación física, permaneciendo la mayoría de las variables del sistema restringidas, de modo que el sistema permanezca en el mismo estado.

Una micro-red es un sistema de distribución eléctrica que concentra cargas, generadores distribuidos y/o sistemas de almacenamiento, que pueden ser operados de forma controlada y coordinada en el estado de conexión a la red principal de servicios públicos (sistema de distribución del operador de red) o de forma aislada. Estos dispositivos generalmente están integrados o conectados a la red por medio de interfaces de electrónica de potencia que proporcionan mayor flexibilidad y controlabilidad pero disminuyen la inercia de la red, aumentando la dificultad de mantener un equilibrio energético y disminuyendo la estabilidad eléctrica [9]. Así, las características de operación y estructuras de la micro-red, resultan muy diferentes de las redes eléctricas convencionales y grandes sistemas de potencia, siendo también diferente en algunos aspectos del tratamiento de su estabilidad.

En la red eléctrica tradicional, los generadores síncronos han marcado el punto de partida para el análisis de estabilidad por ser las maquinas generadoras predominantes, pero en un escenario de alta penetración de energía renovable, son los sistemas de generación conectados por medio de electrónica de potencia, quienes dictan el comportamiento general del sistema, por esto deben tenerse en cuenta las diferencias entre los generadores síncronos y los sistemas de electrónicos de potencia para modelar adecuadamente la micro-red y su comportamiento [9].

La estabilidad angular o de rotor se refiere a la capacidad de los generadores de conservar su sincronismo luego de haber estado sometidos a una perturbación, siendo así el nivel de equilibrio entre el par mecánico (inercia) y el electromecánico. La estabilidad de frecuencia es un indicativo del nivel de desbalance entre los niveles de generación presentes en la red y los niveles de demanda más las perdidas asociadas al sistema, por tanto, la frecuencia se presenta como un indicador de la desviación del equilibrio de la potencia activa. La estabilidad de voltaje se relaciona con la

capacidad del sistema de mantener los voltajes constantes y en niveles admisibles luego de haber estado sometido a una perturbación o falla dentro del sistema eléctrico. En esta definición de la estabilidad de la red eléctrica tradicional, el comportamiento dinámico de los generadores síncronos desempeña un papel principal, pues es quien determina a partir de sus características, la estabilidad general del sistema. En las micro-redes eléctricas, los principales medios de alimentación son a partir de fuentes de generación distribuida, siendo estas las que determinan el comportamiento dinámico de la misma. Las fuentes de generación distribuida, pueden ser clasificadas en dos tipos, las que se conectan a la red por medio de una interfaz de electrónica de potencia o inversor y las que están conectadas directamente, las primeras están asociadas con energía fotovoltaica, pequeñas turbinas eólicas de accionamiento directo, micro turbinas de gas, baterías, almacenamiento de rueda volante o de inercia y los súper capacitores, en el caso de los sistemas conectados directamente a la red se tienen por ejemplo los generadores de inducción doblemente alimentados, los generadores diésel y las pequeñas centrales hidroeléctricas. Dado que para el desarrollo de micro-redes, se suele usar como principal insumo, la generación renovable y que esta a su vez está conectada como se dijo anteriormente por medio de electrónica de potencia, se espera que el funcionamiento de la micro- red sea bastante diferente de la red tradicional[2],[4].

Un problema típico para el estudio de la estabilidad en micro-redes heredado de los sistemas de distribución, resulta del desequilibrio de la red debido a distribuciones desiguales de cargas entre las fases y la presencia de fuentes generadoras conectadas al sistema de forma monofásica, sumado al hecho de que la topología de la red puede ser desequilibrada debido a los circuitos radiales monofásicos o las asimetrías propias de los circuitos de distribución.

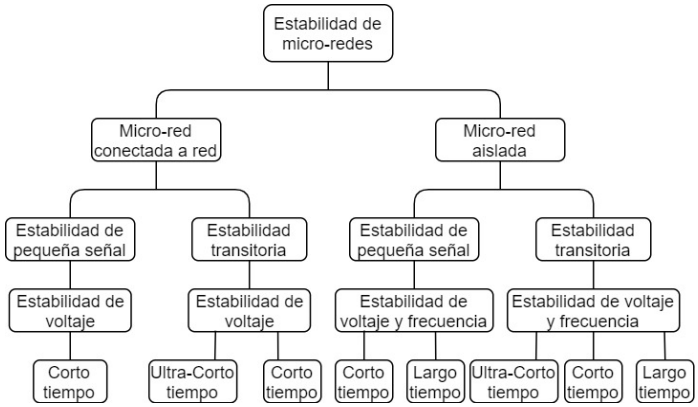



*Figura 16 Clasificación de la estabilidad en micro redes eléctricas, adaptado de* [9].

La clasificación de la estabilidad eléctrica en micro-redes propuesta en [9], ilustrada en la Figura 1, proponer dividir el estudio de la estabilidad para estos sistemas en dos grandes grupos de acuerdo con los modos de operación, así, se consideran la estabilidad en modo de conexión a la red y la estabilidad en modo isla. A su vez estos dos grupos poseen subdivisiones considerando el tiempo de la perturbación y la característica física de la inestabilidad.

***Estabilidad con dispositivos de conversión***

En el año 2004 un grupo de expertos definieron y clasificaron las estabilidades más importantes del sistema de potencia en el documento [8]. En este, se incluyeron solo tres tipos de estabilidad que consideraban fenómenos electromagnéticos lentos, debido a que el comportamiento dinámico del sistema estaba definido principalmente por los generadores síncronos. A partir de este momento, los sistemas eléctricos han sufrido grandes cambios debido a la integración progresiva de elementos conectados atreves de interfaces de electrónica de potencia, haciendo que la respuesta del sistema sea cada vez más rápida e introduciendo con esto, nuevos problemas de estabilidad que necesitaban caracterizarse, clasificarse y definirse adecuadamente [10].

Para el año 2020, La *Power & Energy Society (PES)* publicó el reporte técnico titulado *"Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies"* en el que detallan unas nuevas clasificaciones para la estabilidad en los sistemas de potencia y además de la estabilidad de ángulo, de frecuencia y de voltaje, incluyen dos nuevas categorías, la estabilidad de resonancia y la estabilidad por dispositivos conversores. Esta última de particular importancia en lo relacionado con las micro-redes eléctricas debido

a que son sistemas altamente utilizados para integrar generación por medios de dispositivos conversores basados en electrónica de potencia.

Debido a la naturaleza propia de los dispositivos convertidores (CIG) predominantemente conformados por convertidores de fuente de voltaje (VSC), y a que estos deben su comportamiento dinámico a la respuesta programada de sus algoritmos y control (contrario a los generadores síncrono que responden dinámicamente según sus características físicas), estos tienen un amplio rango de tiempos de operación que podrían resultar en interacciones y acoplamientos indeseados con las dinámicas electromecánicas de las máquinas y los transitorios electromecánicos de la red, conduciendo a inestabilidades del sistema [10]. En este sentido, se clasifican las interacciones en función de la frecuencia propia del fenómeno y se dividen en interacciones lentas (generalmente menores a 10 Hz) e interacciones rápidas (decenas a ciento de Hz y hasta kHz). Es importante anotar que las inestabilidades localizadas que se ocasionan por malos ajustes del control no son tenidas en cuenta [10].

***Estabilidad en micro-redes conectadas a red***

Cuando la micro-red se encuentra conectada con la red eléctrica, es esta última quien determina el comportamiento de ambos sistemas en frecuencia y ángulo, por lo que estas estabilidades dependerán únicamente de las características de la red de distribución y no de la micro-red, esto debido a que el desequilibrio que podría presentarse en el balance generación – carga como consecuencia de una perturbación física, no es de una magnitud considerable respecto de la robustez de la red externa, que pueda distorsionar los niveles de frecuencia, incurriendo en una inestabilidad de la misma. Respecto a la estabilidad de ángulo, la potencia eléctrica demandada por la red no corresponde con una porción que pueda alterar el equilibrio entre el torque electromecánico y mecánico en los generadores, por lo que se suelen obviar estos dos estudios de estabilidad y centrarse en la estabilidad de voltaje y en las perturbaciones de pequeña señal para lograr el estado de estabilidad [9].

***Estabilidad en micro-redes aisladas***

Cuando la micro-red se encuentra trabajando de forma aislada, debe mantener en equilibrio las fuentes de generación y las cargas de manera autónoma, pues no cuenta con el soporte brindado por la red exterior. En este modo de operación, la estabilidad de la micro-red depende principalmente de su estructura, la capacidad de almacenamiento de energía y las estrategias de control de la generación distribuida.

En el proceso de operación de las micro-redes, los sistemas de almacenamiento de energía cumplen un papel primordial en la nivelación de la generación y la carga, cubriendo los desbalances entre estos.

Debido a que el proceso dinámico de almacenamiento de energía, es en esencia, diferente del de los generadores síncronos rotativos, que por su dinámica, implican problemas de inestabilidad de ángulos, las micro-redes pueden basar su funcionamiento, esencialmente, en el análisis de la estabilidad de voltaje y estabilidad de frecuencia.

Las investigaciones sobre estabilidad de pequeña señal en micro-redes aisladas, se usan principalmente, para determinar las ganancias de los controles de tipo "*droop control*", las fluctuaciones de la carga y las variaciones de la impedancia de las líneas respecto del voltaje y la frecuencia de las fuentes distribuidas. El estudio de la estabilidad transitoria en micro-redes aisladas, está basado principalmente, en el efecto e influencia de grandes perturbaciones físicas, como fallas de cortocircuito, fallas de circuito abierto, perdidas de generación y carga, etc.

En una micro-red, el tiempo de respuesta de un inversor interconectado es de varios milisegundos, mientras que el tiempo de respuesta de las fuentes de energía primaria puede ser de varios segundos. Por lo tanto, a diferencia de la micro-red conectada a la red, la estabilidad de pequeña señal de la micro-red en modo aislado, se clasifica como fenómenos a corto plazo y a largo plazo, y la estabilidad transitoria se clasifica como fenómenos a muy corto plazo, fenómenos a corto plazo y fenómenos a largo plazo [9].

## AGRADECIMIENTOS

Proyecto "Estrategia de transformación del sector energético colombiano en el horizonte de 2030" financiado en la convocatoria 778 de MinCiencias Ecosistema Científico. Contrato FP44842-210-2018.

## REFERENCIAS

[1] L. Hadjidemetriou *et al.*, "Design factors for developing a university campus microgrid," *2018 IEEE Int. Energy Conf. ENERGYCON 2018*, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/ENERGYCON.2018.8398791.

[2] M. S. Mahmoud, S. Azher Hussain, and M. A. Abido, “Modeling and control of microgrid: An overview,” *J. Franklin Inst.*, vol. 351, no. 5, pp. 2822–2859, 2014, doi: 10.1016/j.jfranklin.2014.01.016.
[3] K. T. Akindeji, R. Tiako, and I. E. Davidson, “Use of Renewable Energy Sources in University Campus Microgrid – A Review Diffuse horizontal irradiance in,” *2019 Int. Conf. Domest. Use Energy*, pp. 76–83.
[4] “Microgrid Knowledge.” [Online]. Available: https://microgridknowledge.com.
[5] T. Adefarati, R. C. Bansal, and J. J. Justo, “Reliability and economic evaluation of a microgrid power system,” *Energy Procedia*, vol. 142, pp. 43–48, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.12.008.
[6] A. Bahmanyar, A. Estebsari, A. Bahmanyar, and E. Bompard, “Nonsy load flow: Smart grid load flow using non synchronized measurements,” *Conf. Proc. - 2017 17th IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2017 1st IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. EEEIC / I CPS Eur. 2017*, no. 646568, pp. 1–5, 2017, doi: 10.1109/EEEIC.2017.7977509.
[7] R. M. Mujal, *Protección de sistemas eléctricos de potencia*. Catalunya, 2002.
[8] P. Kundur *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE,” *Proc. R. Soc. Med.*, vol. 19, no. 2, pp. 1387–1401, 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
[9] Z. Shuai *et al.*, “Microgrid stability : Classification and a review,” vol. 58, pp. 167–179, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.201.
[10] N. Hatziargyriou *et al.*, “Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies,” *IEEE Syst. J.*, vol. 11, no. April, pp. 2108–2117, 2020, doi: 10.1109/jsyst.2015.2444893.

# LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS LOCALES COMO MOTOR DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: DEL CONSUMIDOR PASIVO AL AGENTE ACTIVO DEL SISTEMA ENERGÉTICO FLEXIBLE

**Iván Aranda Garoz**, Innovation Manager Comunidades Energéticas, R2M Solution
**Juan Manuel Espeche**, Innovation Manager Smart Grids y Coordinador Proyecto Europeo Lightness, R2M Solution

**Resumen:** En el modelo energético actual, centralizado, poco eficiente y en muchos casos contaminante, afrontar los retos de la transición ecológica requiere un cambio de paradigma hacia un modelo distribuido que permita una mayor integración de renovables en el sistema sin comprometer su viabilidad. Para ello, es necesario que emergan nuevos actores, servicios, mercados y, en definitiva, soluciones creativas que permitan que los consumidores se conviertan en productores (prosumidores) y puedan, por ejemplo, intercambiar sus excedentes energéticos con otros consumidores. Las Comunidades Energéticas Locales, operadas técnicamente bajo un modelo de agregación y con capacidad para ejecutar programas de respuesta a la demanda, apuntan hacia este cambio. No obstante, su implementación comporta un gran reto, no sólo técnico, sino también de cooperación entre diversos actores. Y es que, en realidad, el cambio de modelo energético pasa por un cambio cultural, en el que el tradicional consumidor pasivo tendrá que convertirse en un agente capaz de asumir un rol activo y con capacidad de tomar decisiones, más allá de quién sea el emisor de su factura mensual.

**Palabras clave:** Comunidades Energéticas, agregación, flexibilidad, mercados locales, respuesta a la demanda.

## INTRODUCCIÓN

El modelo energético actual es centralizado: la energía producida por las centrales eléctricas del país es comprada en los mercados mayoristas por las comercializadoras y vendida por éstas a los consumidores. En este modelo, poco eficiente y en muchos casos contaminante, el ciudadano es un sujeto pasivo, que simplemente paga por la electricidad que consume. Asimismo, este modelo presenta muchas limitaciones para afrontar los retos de la transición ecológica y, entre ellos, el de aumentar la integración de renovables en la red. En este sentido, en junio de 2018, los Estados Miembros acordaron establecer un objetivo general de renovables para la UE del 32% para 2030. Para lograr estos niveles de integración de renovables, se reconoce ampliamente que aumentar la flexibilidad es una de las claves [1]. La flexibilidad es la capacidad de un sistema de energía para mantener un servicio continuo frente a cambios rápidos y grandes en la oferta o la demanda de electricidad. Es también conocido que la fuente más importante de flexibilidad, en un escenario futuro con alta penetración de renovables, es la respuesta a la demanda (DR). Actualmente, se estima que las principales fuentes de flexibilidad, los edificios residenciales y terciarios, representan el 70% del potencial total de DR [2]. ¿Cómo desbloquear este potencial de DR? Una posible respuesta la encontramos en las Comunidades Energéticas Locales (CELs): las cargas flexibles (bombas de calor, gran electrodoméstico, equipos de refrigeración), la generación local controlable (fotovoltaica y eólica) y las unidades de almacenamiento (baterías) pueden ofrecer un valor de flexibilidad al permitir que los perfiles de carga o generación, agregados al nivel de la CEL, modifiquen intencionalmente el patrón de generación o consumo planificado.

En el contexto español, y a pesar de que aún nos encontramos bajo el paradigma del modelo energético centralizado, la situación está cambiando. Ya parece existir un amplio consenso sobre el hecho de que el futuro sistema energético será distribuido: muchos consumidores de energía se volverán también productores (prosumidores), que intercambian sus excedentes energéticos con otros consumidores o los venderán en el mercado eléctrico (ej. Servicos de ajuste, mercados de flexibilidad). También almacenarán su propia energía y la distribuirán a sus vecinos. En definitiva, harán lo que promueven las Directivas Europeas [3][4], lo que, por otra parte, ya se está haciendo en otros países de la UE. En realidad, mucho de esto ya existe, y cada vez se ven más placas solares en las cubiertas de los edificios, se habla de redes inteligentes, almacenamiento... No obstante, lo que a penas existe son las CELs. Y es que la regulación actual del autoconsumo, el RD 244/2019 de abril de 2019, si bien permite muchas cosas, como el autoconsumo compartido -semilla para la creación de CELs-, aún tiene algunas limitaciones. Hoy en día no se permite el intercambio energético entre productores y consumidores de forma dinámica, ni tampoco existe experiencia en agregación de demanda. Tampoco existen mercados de flexibilidad. Estas restricciones, que tendrán que ser eliminadas cuando se transpongan las Directivas Europeas, suponen un freno al desarrollo de las CELs. Pero, ¿qué condiciones se tienen que dar para el florecimiento de las CELs? Es necesario que exista un empuje desde abajo, una demanda de la sociedad, y un cambio cultural. En definitiva, ganas del conjunto de la ciudadanía, de la mano del resto de agentes (administraciones públicas, empresas, cooperativas, asociaciones, etc) de avanzar conjuntamente en la transición energética.

# COMUNIDADES ENERGÉTICAS, MERCADOS LOCALES Y AGREGACIÓN

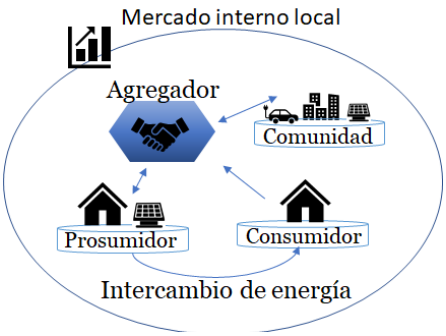



*Figura 17. Concepto propuesto para el desarrollo de CELs*

La propuesta de R2M para el desarrollo de Comunidades Energéticas Locales para la Transición cológicA (CELTA) prevé la agregación de muchos autoconsumidores locales (prosumidores y consumidores netos) y la creación de un pequeño mercado eléctrico local, donde los usuarios están virtualmente conectados y pueden intercambiar electricidad entre ellos, optimizando la producción y maximizando el autoconsumo dentro de la comunidad e, inclusive, obteniendo ingresos extra gracias a la participación en mercados de flexibilidad.

Un autoconsumidor locale puede ser cualquiera que quiera unirse a la CEL (ciudadanos, pymes, asociaciones, etc). Por supuesto, también cualquier ente público (e.j, colegios, hospitales, polideportivos, ayuntamientos). En esta CEL los usuarios pueden ser tan activos como deseen: desde modificar sus hábitos de consumo energético (e.j. Conectar sus electrodomésticos en momentos que hay más producción renovable), hasta, simplemente, beneficiarse del ahorro que supone pertenecer a la CEL.

Este enfoque no sólo comporta benefios de índole social, relacionado con el empoderamiento ciudadano y sentido de pertenencia a una comunidad, o ambiental, consecuencia de una mayor integración de generación renovable al sistema. Al mismo tiempo, los diferentes actores participantes de la comunidad energética se podrán ver beneficiados de diferentes formas.

*Figura 18. Servicios a los diferentes actores del sistema*

En resumen, la propuesta de R2M para el desarrollo de CELs require, en primera instancia, la participación de diferentes actores y técnicamente implica: 1) La creación de mercados locales de electricidad. 2) La incorporación de la figura del agregador. Este modelo facilita además la integración en el sistema de nuevos actores (ej. Gestores de almacenamiento o puntos de recarga para vehículo eléctrico)

*Figura 19. Plataforma de gestión de CEL mostrando generación y consumo desagregado en tiempo real.*

***Articulación de la comunidad energética en el marco de las redes inteligentes***

Desde el punto de vista de la arquitectura de la herramienta para la gestión de las CEL, ésta esta construida sobre el concepto de los "Layer Energy Systems, (LES)" [5] desarrollado por la distribuidora eléctrica holandesa STEDIN que, a su vez, se enmarca en el "Universal Smart Energy Framework, (USEF)" [6]. LES es un modelo de mercado comunitario basado en blockchain diseñado para incentivar el uso de energía verde local en tiempo real mediante la introducción de incentivos financieros locales. Gracias a la creación de un mercado interno, los intercambios de energía se mantienen dentro de la comunidad, optimizando el uso de la energía generada a kilómetro 0, reduciendo las pérdidas en distribución y bajando los precios de la factura de la luz para los usuarios. Los flujos de electricidad (cuánta se

consume, cuánta se vende a los vecinos, y cuánta se compre de la red) están certificados y son visibles en todo momento, permitiendo a los usuarios de la comunidad, a través de una pantalla de control (Figura 3), entender en manera visual lo que pasa en su comunidad.

Todas las informaciones están encriptadas también gracias a la tecnología blockchain, para garantizar la privacidad de los usuarios, pero también para tener un registro virtual y transparente de las transacciones efectuadas. El proceso está automatizado para una gestión eficiente de cada uno de los usuarios dentro de la comunidad. No obstante, si un usuario quiere planear manualmente cuanta energia vender a los vecinos, o cuánto consumos (flexibilidad) dejar a disposición del agregador -por lo cual obtiene una remuneración-, también puede hacerlo. A través de modelos predictivos (climatológicos, generación, consumo) y las preferencias de los usuarios, la plataforma optimiza el funcionamiento energético de la comunidad, maximizando el autoconsumo renovable y minimizando el costo de la electricidad para los usuarios.

## METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE CEL

Si en la actualidad es posible crear una CEL y el cómo hacerlo son dos preguntas relevantes cuya respuesta no puede ser contundente a fecha de hoy. Lo que actualmente existen son las cooperativas energéticas, donde los ciudadanos y otros agentes adscritos a la cooperativa participan conjuntamente en proyectos de energía renovable. Aún siendo similar a la CEL, al interior de las cooperativas no existe la tecnología para articular la comunidad en los términos que propone la regulación Europea. En realidad, estas tecnologías tienen una disponibilidad muy limitada en España y muy pocas empresas están ya trabajando en la implementación de CELs. Dado el actual contexto técnico y regulatorio, la metodología de trabajo que está siguiendo R2M en sus diferentes proyectos de CELs consiste en ofrecer una solución llave en mano, con un paquete integral que incluye desde el diseño de la comunidad (usando herramientas de simulación, procesos participativos), la instalación de infraestructuras (paneles, medidores), hasta la puesta en marcha, operación y mantenimiento de la misma (optimización de la gestión energética). Merece la pena en este punto resaltar dos elementos tecnológicos clave que, en gran medida, pueden contribuir a la viabilidad y operación óptima de la CEL.

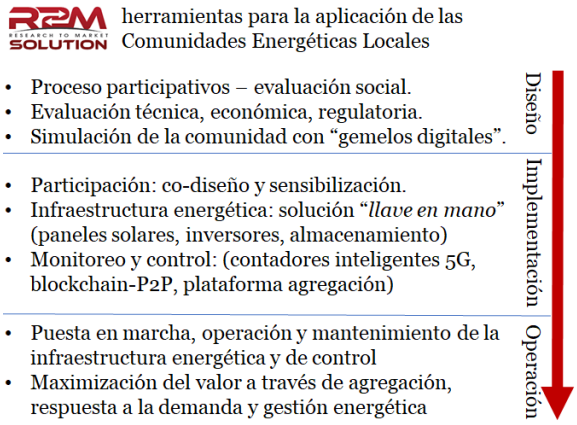



*Figura 20. Metodología propuesta para el desarrollo de CELs*

1. **Emular la comunidad con un "gemelo digital":** Para evaluar la mejor alternativa tecnológica. Lo que se hace es replicar el estado actual de la comunidad (ej. Generación renovable existente, tipología de edificios, etc) y analizar diferentes escenarios (e.j añadir más generación, almacenamiento, etc). El gemelo digital devuelve la solución óptima para los usuarios de la comunidad (e.j ahorros, inversión, etc) bajo las condiciones impuestas por la comunidad.
2. **Implementar la plataforma de gestión de la CEL.** Una vez instalada la infraestructura, se cargarán en la plataforma los datos reales (e.j. perfil de consumo, generación) de los usuarios. En un primer paso la plataforma emulará el funcionamiento de la comunidad, las transacciones energéticas y económicas de los participantes, la agregación de generación y demanda, etc. En un paso siguiente, y al amparo del marco regulatorio, la CEL comenzará a funcionar de manera real.

***El reto de la replicabilidad y el escalado: de consumidor pasivo a agente activo del sistema energético***

Tal vez uno de los mayores retos para el despliegue de las CEL tiene que ver con la necesidad de que se produzca un cambio cultural en lo referente a la relación de los ciudadanos con la energía. Este cambio de paradigma implica, sin duda, de un proceso de aprendizaje. Convertirse agentes activos del sistema, capaz de tomar decisiones en cuanto al manejo de la energía (ej cuando encender o apagar determinados electrodomésticos), o sobre que rol asumir dentro del sistema energético (ej ser consumidor o prosumidor) es un proceso. Esta preocupación tiene su traducción tecnológica en el propio diseño de la plataforma que usa R2M para la gestión de las CEL: Mediante técnicas de gamificación, la plataforma sirve de guía para acompañar a los miembros de la CEL en ese cambio de rol. A través de un cuadro de visualización, cada participante podrá ver como es su comportamiento con respecto a la comunidad.

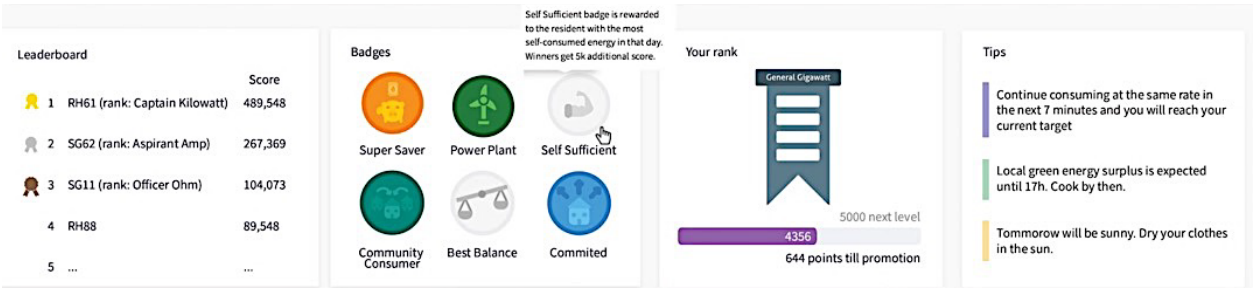



*Figura 21. Cuadro de gamificacion para usuarios (rankings, recomendaciones, premios).*

Si, por ejemplo, ha consumido más o menos energía verde que sus vecinos, si ha ahorrado más o menos, o si su perfil de consumo ha sido el más adecuado atendiendo a la situación energética de la comunidad en un día determinado (ej si habrá o no mucha radiación solar). Mediante un sistema de "recompensas" y acompañados por consejos y "buenas prácticas", los usuarios podrán, en definitiva, cambiar sus antiguas prácticas energéticas, maximizando de este modo la eficiencia, el consumo de energía verde y reduciendo al máximo sus costos.

| Case Study | Case Study Leader | CEC Type | Building Type | Stakeholders | Immediate replication | Equipment/ Features | Type of Business | Expected Services to be tested |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Heerugo ward & Delft | i-Leco, bam | 2 active CECs | Residential + small commercial | **2** CEC managers, **300 end-users** | **3.000** houses/year | • Smart meter<br>• Energy gateways<br>• 6-8kWt Heat pumps<br>• 300L Heat Vessel<br>• 4-7kWp PV/house *(1,4MWp in total)*<br>• EVs, Battery | B2C | • Smart Contracts<br>• P2P community trading<br>• CECs Optimization<br>• Congestion Management |
| Rovaltain business park | albedo, ROVALTAIN | Busines s park | Commercial and offices | **20** Building managers **1000** Building occupants | **35** Building managers **2500** Building occupants | • +1MWp distributed PV<br>• Li-ion storage (4 kWh)<br>• Heat pumps<br>• 2 EV charging points | B2B | • Collective Self-consumption<br>• Flexibility potential |
| Cagliari smart condo | R2M SOLUTION, aspo | Multi-apart building | Residential | **32** Private end-users | **550** Private end-users | • Smart meter 2.0<br>• 20kWp PV<br>• Split heating and cooling units | B2B | • In-house and CEC optimization<br>• Smart Contracts<br>• ToU, Peak shaving |
| Wrocław | i-Leco | Social Housing | Residential | **2** Public authorities, **120** end users | **2** Public authorities, **1200** end users | • 700 kWp solar PV<br>• Smart meters at home with Wireless MBus | B2C | • Predictive Building management<br>• CEC optimization<br>• Smart Contracts |
| Alginet | unión RENOVABLES, CEA | Energy Coop | Commercial + Residential | **1** EC manager, **1** DSO **35** building owners **140** end-users | **6000** building owners **20.000** end-users | • Ownership of the distribution grid<br>• Smart Meters<br>• A/C<br>• 3MW DRES | B2B & B2C | • Smart Contracts<br>• CEC Optimization<br>• Congestion Management<br>• Imbalances management |

*Tabla I. Resumen de los pilotos en el Proyecto Europeo Lightness.*

***Estudio de caso: Proyecto Europeo H2020 LIGHTNESS.***

En la actualidad, y con diferentes grados de implementación, R2M está impulsando el desarrollo de CEL en varios municipios y diferentes Comunidades Autónomas en España. En este documento se presentará brevemente LIGHTNESS que arrancará en Diciembre de 2020 y cuenta con un piloto en España -el municipi de Alginet, en Valencia-

El consorcio del proyecto está formado por 13 organizaciones incluyendo empresas de servicos energéticos, comercializadoras, distribuidoras, organizaciones dedicadas a procesos participativos, cooperativas energéticas, agencias regulatorias, desarrolladores de software, organismos de financiación, entre otros.

El objetivo de LIGHTNESS es apoyar a distintos actores (incluidos los consumidores residenciales, administradores / ocupantes de la edificación terciaria, profesionales del sector de redes inteligentes, ESCO, agregadores, servicios públicos, DSO, etc.) en sus esfuerzos por involucrarse en la creación y gestión de las CELs. Se seleccionaron cinco estudios de caso en cinco países diferentes de la UE para implementar y validar el proyecto LIGHTNESS como parte de las actividades del proyecto. Los estudios de caso fueron elegidos en diferentes ubicaciones geográficas, condiciones regulatorias y de mercado, zonas climáticas, etc, y con diferentes tipologías de edificación, sistemas de energía, requisitos de energía, densidades de población, proporcionando así una casuística variada para la demonstración.

Las actividades que se realizarán en los diferentes pilotos están relacionadas con lo descrito en la sección de metodología. Esto es, una parte importante del proyecto está relacionada con los procesos participativos y el acompañamiento, a través de diferentes herramientas, a los usuarios para acometer ese cambio cultural, de consumidor pasivo a agente activo del sistema energético. Por otro lado, el proyecto analizará en los diferentes países las barreras regulatorias para el despliegue de las CELs. Desde un punto de vista técnico, la gestión energética de las comunidades vendrá precedida de un esfurzo importante de diseño. Para ello se emplearán herramientas para la construcción de gemelos digitales. LIGHTNESS analizará diferentes modelos de negocio en torno a los diferentes agentes de la comunidad (e.j mecanismos de pago), así como instrumentos financieros (e.j crowdfunding/lending) para promover la replicabilidad y escalabilidad.

*Figura 22. Ejemplo gemelo digital de una comunidad energética.*

## RESULTADOS ESPERADOS E IMPACTO

Es de esperar que el despliegue de las CEL tenga un impacto importante en diferentes ámbitos. La Figura 7 apunta algunos resultados esperados consecuencia del desarrollo de las CEL (y del proyecto LIGHTNESS en particular). Los beneficios son de carácter social, medioambiental, económico, entre otros. En primer lugar, cabe destacar el cambio de paradigma, de consumidor pasivo a agente activo del sistema. Además, aparte de los intercambios entre vecinos, a precios más baratos que los de la red, o la descarbonización de la economía y el fomento del uso de renovables, surgirán nuevas alternativas como usuarios y/o miembros de una CEL; así como oportunidades para obtener reducciones adicionales en la factura (e.j. ofrecer servicios de flexibilidad a la red eléctrica). Estos últimos conllevarán la creación de nuevos mercados y modelos de negocio; por tanto, tendrán un doble efecto: desarrollo económico y beneficios para los usuarios.

Dado que el desarrollo de comunidades energéticas está sujeto a intenso debate en la Unión Europea, y en el punto de mira de las estrategias de innovación energética, es destacable el hecho de que la implementación de CELs es también una puerta de entrada a ser “piloto” en fondos europeos – hecho que evidencia el propio proyecto LIGHTNESS-. Esta práctica -invitar a participar como piloto- que venimos desarrollando desde R2M, permite acceder a fondos, pero, más aún, al ecosistema innovador europeo. Por tanto, uno de los resultados que se espera de la implementación, tanto de LIGHTNESS, como de otras iniciativas en marcha, es atraer inversión europea a España para la transición ecológica, al tiempo que posicionamos las CELs en diferentes iniciativas europeas. Esperamos que esto

sirva para que, al menos en esta materia, dejemos de estar a la cola de la innovación y pasemos a liderar el cambio de modelo energético.

## CONCLUSIONES

La transición ecológica es imparable y las CELs están llamadas a jugar un importante papel dentro de ella. Sin embargo, todavía quedan muchos retos por superar. Retos de índole regulatorio, financiero, tecnológico o socio-cultural que tienen que ser superados para poder alcanzar un despliegue masivo que asegure la viabilidad de estas CELs. Dentro de los de carácter tecnológico, emerge como fundamental la digitalización y, en concreto, herramientas que sirvan para reducir tiempos y costos en etapas de diseño -como los gemelos digitales-, así como para articular las comunidades energéticas: intercambiar energía, maximizar el autoconsumo, asegurar la seguridad y privacidad de usuarios, al tiempo de aportar beneficios económicos, etc. Asimismo, y tal vez aún más importante, es fundamental que se produzca un cambio cultural, donde los sujetos pasen de ser consumidores pasivos a agentes activos del nuevo sistema energético. Este cambio cultural no sólo debe ser abordado desde un punto de vista social. Al mismo tiempo el propio diseño de las tecnologías debe incorporar funcionalidades -como por ejemplo las técnicas de gamificación- que sirvan para acompañar este proceso. Por útlimo, hay que reconocer que a la fecha los movimientos de vanguardia en torno a las CELs tienen lugar en otros países de Europa. Por ello, incrementar los flujos de conocimiento con aquellos movimientos, tomar nota de las lecciones aprendidas y, en definitiva, integrar las iniciativas de nuestro país en el ecosistema europeo parecería una estrategia pertinente para avanzar en la transición ecológica.

## AGRADECIMIENTOS

Agradecer a todo el equipo de R2M Solution por la iniciativa y el esfuerzo realizado para abrir brecha en un terreno tan desconocido, como son las CEL. Agradecimientos también para todo el Consorcio LIGHTNESS y en especial a su coordinador, Juan Espeche, no sólo por el aporte de material para preparar esta comunicación, sino por hacer realidad este proyecto tan importante para el impulso de la transición ecológica y las comunidades energéticas en nuestro país.

## REFERENCIAS

[1] IEA, 2008, Empowering Variable Renewables: Options for Flexible Electricity Systems, en: https://www.iea.org/reports/empowering-variable-renewables-options-for-flexible-electricity-systems
[2] Frauke, T. & Rosenow, Jan, R., 2017, The potential of Demand Response in Europe, en: https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2017/11/rap_sedc_rosenow_thies_fsr_slides_2017_oct.pdf
[3] COM(2016) 864 final, 2017, Normas communes para el mercado interior de electricidad
[4] Directiva (UE) 2018/2001, 2018, “Fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables”
[5] STEDIN, 2018 “Layer Energy Systems. White paper”, en: https://www.energy21.com/layered-energy-system-exploring-a-new-energy-market-model/
[6] USEF, 2015, Universal Smart Energy Framework.

# PLANIFICACIÓN DEL DIMENSIONADO, LOCALIZACIÓN Y OPERACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

**Alejandro Belinchón Calderón**, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Miquel Escoto Simó**, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Dra. Noemi González Cobos**, Ingeniera I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Mario Montagud Aguar**, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Adriana Valentina Trujillo**, Ingeniera I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Dra. Marta García Pellicer**, Directora, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

**Resumen:** El almacenamiento de energía distribuido puede desempeñar un papel clave en el funcionamiento de los futuros sistemas de energía con bajas emisiones de carbono, ya que pueden ayudar a facilitar la provisión de la flexibilidad necesaria para hacer frente a la intermitencia y volatilidad que presenta la generación renovable. En este contexto, este trabajo aborda una metodología de optimización que permite planificar y gestionar sistemas de almacenamiento distribuido de diferentes tecnologías y características en una red de distribución, teniendo en cuenta no solo los aspectos técnicos de la red y de los sistemas de almacenamiento sino también la incertidumbre vinculada a la variabilidad de la demanda y la generación renovable.

**Palabras clave:** Almacenamiento distribuido, planificación de redes, gestión de red, gestión óptima de sistemas de almacenamiento.

## INTRODUCCIÓN

A pesar del papel crucial que podría jugar el almacenamiento distribuido en las redes del futuro [1], en la actualidad todavía no se han desarrollado plataformas de soporte a la decisión que sean capaces de planificar de forma adecuada su integración y operación. Las herramientas disponibles suelen obviar aspectos relevantes como la incertidumbre en la operación del sistema como consecuencia de la naturaleza intermitente y variable de la generación renovable distribuida, la posible degradación de la capacidad de almacenamiento o las restricciones de red.

En el presente estudio se muestra un modelo de planificación óptima (localización, dimensionamiento y gestión) de sistemas de almacenamiento de energía en redes de distribución cuyo objetivo es dotar a empresas gestoras de redes de distribución de herramientas de planificación eficaces, versátiles y robustas que faciliten la integración óptima de sistemas de almacenamiento energético en las futuras redes inteligentes, con el fin último de permitir la integración de la generación renovable distribuida, así como mejorar y aprovechar la flexibilidad del sistema y con ello garantizar la seguridad y calidad del suministro de energía. Estos sistemas de gestión de la red son también de utilidad para redes aisladas o débilmente conectadas con la red principal y con problemas de suministro como por ejemplo, áreas industriales, zonas portuarias y zonas rurales.

Los sistemas de almacenamiento de energía pueden ayudar a las empresas de distribución (operadores y gestores de red) a garantizar el suministro de forma segura y sostenible y a explorar nuevos servicios energéticos. Tanto las autoridades [2] como las plataformas de investigación [3] han destacado recientemente la importancia del almacenamiento como tecnología habilitadora clave. Por lo tanto, el almacenamiento de energía destaca como un aspecto crítico para desbloquear la reducción de emisiones del sistema eléctrico, convirtiéndose en un importante activo de los planes de incentivos que se movilizarán en el actual escenario de recuperación post-COVID [4].

## METODOLOGÍA PROPUESTA

En la literatura técnica existen multitud de trabajos que abordan la planificación de sistemas de almacenamiento energético en redes de distribución utilizando modelos de optimización en lugar de metodologías basadas en la experiencia y en el criterio técnico. La principal ventaja de utilizar los modelos de optimización para este tipo de problemas de toma de decisiones es que permite tener en cuenta muchos aspectos tanto técnicos como económicos simultáneamente, y así encontrar la solución más favorable para el sistema y el gestor de red dentro del espacio de búsqueda factible. Sin embargo, existen también algunos inconvenientes, siendo los más relevantes los problemas computacionales que pueden ocasionar, y la dificultad de desarrollar un modelo de optimización fiel a la realidad que, al mismo tiempo, permita que el algoritmo desarrollado sea capaz de obtener una solución óptima.

A lo largo de este trabajo se describen los grandes retos abordados en las herramientas desarrolladas para la planificación óptima tanto de la gestión diaria como del dimensionamiento y localización de sistemas de almacenamiento en una red de distribución: inicialmente se plantea el modelado y caracterización de la incertidumbre (error en la estimación) de la generación y la demanda. En segundo lugar se describe el desarrollo del modelo de optimización implementado que permite planificar la localización y dimensionado óptimo de sistemas de almacenamiento energético en redes de distribución. Para ello, ha sido necesario identificar todos los aspectos y factores que podrían afectar en mayor o menor medida en este tipo de problema de toma de decisiones. El último punto recoge el desarrollo de una herramienta que permite planificar de forma óptima la operación diaria de sistemas almacenamiento de energía en redes de distribución de modo que a través de una gestión óptima de la flexibilidad se minimice el coste total de operación del sistema de distribución, o lo que es lo mismo, se maximice el uso de generación renovable, siendo capaz de caracterizar cualquier posible anomalía que pueda producirse en la red de distribución frente a indisponibilidades de red, así como fluctuaciones en los niveles pronosticados de generación renovable y/o de demanda, con el fin de determinar los niveles de reservas de los sistemas de almacenamiento de energía.

La Figura 1 resume las entradas y salidas del modelo de planificación planteado. Además se ha desarrollado un visualizador web que hace las funciones de interfaz de usuario para las dos herramientas desarrolladas y que incorpora la algoritmia y las bases de datos que sustentan los desarrollos del proyecto.

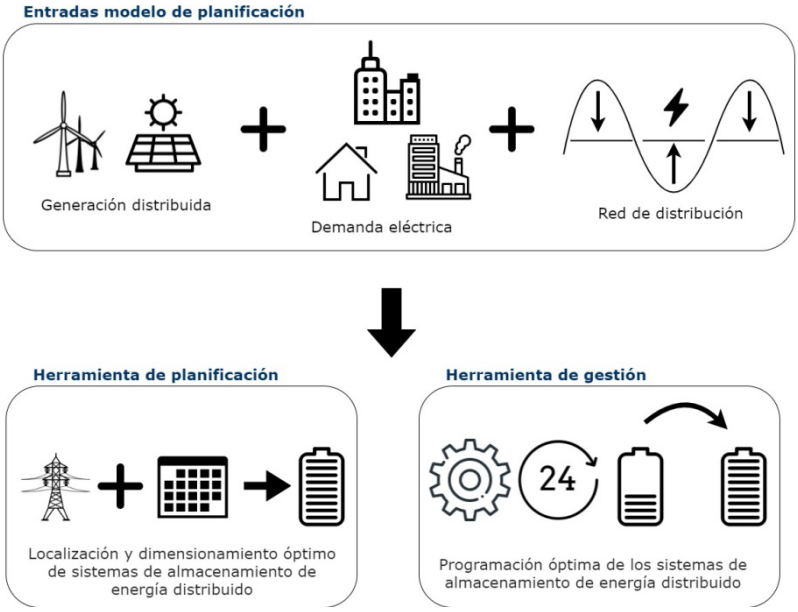



*Figura 1. Esquema del modelo desarrollado.*

## Caracterización de la incertidumbre

Tanto la demanda como la generación afectan directamente al diseño y gestión de los recursos de almacenamiento distribuidos y son junto con la red de distribución las principales entradas a las herramientas de optimización desarrolladas. La red de distribución es un activo material fijo que debe ser entrada a las dos herramientas y que se asume no está sujeto a variaciones aleatorias (puede sufrir alteraciones por maniobras de operación, descargos programados, nuevos desarrollos en horizonte de planificación y contingencias o eventos inesperados pero todas ellas son circunstancias que pueden incluirse de forma específica en los problemas de optimización y por tanto, la incertidumbre asociada puede acotarse). Sin embargo no ocurre lo mismo con la demanda y la generación renovable (eólica y fotovoltaica), que se caracterizan por su elevada variabilidad por lo que es importante caracterizar su incertidumbre al objeto de poder generar escenarios representativos de entrada a las herramientas de optimización.

Para la herramienta de optimización de planificación se ha optado por tratar separadamente la demanda en las dos estaciones que, tradicionalmente, tienen unos consumos y unos patrones de consumo más diferenciados: verano e invierno. Esta discretización estacional también se realiza para los datos de generación que, vienen dados en forma de

datos meteorológicos de la zona geográfica en la que se encuentra la red de distribución. Como simplificación adicional, y dado que las redes de distribución cubren un área geográfica de proporciones pequeñas o medianas, se estima que los datos del recurso renovable (velocidad de viento o radiación solar) no sufren cambios importantes en los distintos nodos de la red. Por tanto, se considera un generador equivalente eólico y otro generador equivalente fotovoltaico, con una potencia máxima igual a la potencia instalada en la red de cada tecnología. Una vez realizada la estimación de la generación, se distribuye ponderando los datos de generación obtenidos entre todos los nodos que dispongan de instalaciones generadoras, asignando pesos proporcionalmente al tamaño de la instalación en cada nodo pertinente.

Se ha elegido la metodología de agrupamiento (clustering en inglés), K-medios (basada en programación estocástica), que trata de generar un pequeño número de grupos (o clústeres $k$) a partir de un conjunto de datos, basándose en las similitudes entre ellos, siendo cada grupo caracterizado por un centroide representativo del grupo [5]. Estos centroides corresponden a escenarios ficticios pero representativos, para cada una de las tres variables consideradas. Por lo tanto, el modelo de optimización considerará $k_1$*$k_2$*$k_3$ escenarios para determinar la planificación óptima de los sistemas de almacenamiento en la red de distribución, siendo $k_1$, $k_2$ y $k_3$ el número de clústeres para las variables de generación fotovoltaica, generación eólica y demanda respectivamente.

Finalmente se ha desarrollado un programa de generación de escenarios en MATLAB en el que, partiendo de datos históricos de demanda eléctrica, irradiancia solar y velocidad de viento, realiza un agrupamiento de los datos para generar perfiles diarios representativos de cada una de las variables, para posteriormente poder combinarlas en escenarios representativos de la demanda y generación renovable de la red de distribución.

El número de clústeres a considerar para el agrupamiento es un dato de entrada importante dentro del proceso iterativo de caracterización de la incertidumbre, puesto que debe elegirse un número de clústeres que sea capaz de representar el sistema fielmente, a la par que suponga un coste computacional aceptable. Observando la dispersión media de los clústeres de demanda, generación eólica y fotovoltaica para diferentes valores de $k$, se concluye que el valor óptimo de $k$ se encuentra entre $k$ = 3 y $k$ = 6. Por tanto, y para simplificar la programación del algoritmo K-medios, se ha decidido utilizar un número de clústeres común para todas las variables e igual a $k$ = 5. Con ello, considerando dos estaciones (verano e invierno), se tendría un total de 250 escenarios que representan el comportamiento de demanda y generación renovable en un periodo de un año.

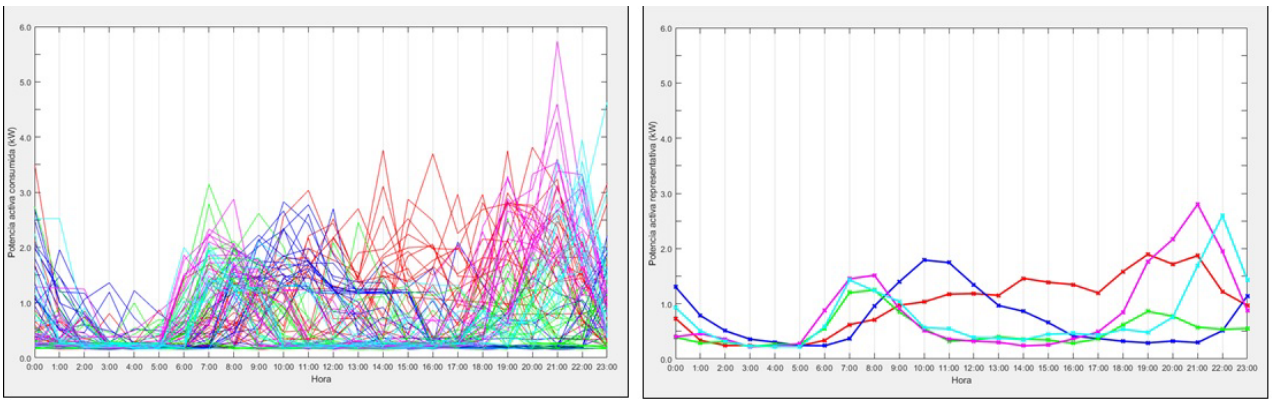



*Figura 2: Ejemplo de agrupamiento óptimo de perfiles de demanda mediante el algoritmo k-medios.*

La Figura 2 muestra un ejemplo de agrupamiento de 365 perfiles diarios de un año (gráfico de la izquierda) en 5 perfiles representativos de la demanda diaria (figura de la derecha).

Para la caracterización de la incertidumbre en la optimización de la gestión diaria de sistemas de almacenamiento se decide abordar el problema a través de un algoritmo de predicción basado en redes neuronales que estima la demanda y generación horaria a un día vista.

Adicionalmente, para la herramienta de gestión de sistemas de almacenamiento se ha implementado un modelo de optimización para evaluar el impacto de considerar la pérdida de líneas con un criterio de seguridad N-1. El modelo implementado está basado en la aplicación de optimización robusta. Esta técnica de caracterización de la incertidumbre permite identificar los peores escenarios evitando así modelar la operación bajo todos los escenarios

plausibles lo que conllevaría un gran esfuerzo computacional por parte del optimizador. Se garantiza así que los niveles de reserva de los sistemas de almacenamiento intentarán cubrir al máximo cualquier pérdida de línea en la red de distribución. El modelo trinivel no se puede resolver de manera directa, para su resolución, se ha usado el algoritmo de generación de columnas y restricciones que está descrito en [6].

## Modelo de optimización para el dimensionamiento y localización de sistemas de almacenamiento

La metodología desarrollada se basa en un modelo de optimización robusto de programación lineal (MIP) con flujo de carga simplificado basado en [7] y desarrollado en MATLAB con el optimizador Gurobi y YALMIP. Como datos de entrada introducidos por el usuario se consideran tanto datos de la red de distribución (topología, subestaciones y ubicación de la demanda y la generación) como los datos técnicos y económicos de sistemas de almacenamiento a elegir (que incluye datos de tecnología, capacidad, eficiencia, coste de adquisición y costes de operación y mantenimiento de entre una base de datos de sistemas de almacenamiento editable por el usuario). El modelo de planificación se divide en 2 módulos.

- El primer módulo realiza un pre-filtrado de escenarios que consideran la caracterización de la incertidumbre. Este módulo evalúa 250 escenarios que caracterizan la incertidumbre de la demanda y generación renovable (eólica y fotovoltaica) resultante de K-medios), considera las restricciones técnicas de la red de distribución y como salida selecciona los 10 peores escenarios que presentan mayor desbalance energético de acuerdo a las restricciones técnicas.
- El segundo módulo determina la ubicación y el dimensionamiento óptimo de sistemas de almacenamiento. En base al resultado del primer módulo, los 10 escenarios con mayor desbalance de potencia, considerando las restricciones técnicas y económicas de la red de distribución y de los sistemas de almacenamiento y teniendo en cuenta las preferencias del usuario (presupuesto y número de sistemas de almacenamiento a considerar en la red), se calcula la ubicación de los sistemas de almacenamiento, las tecnologías de almacenamiento y la capacidad de potencia de carga y descarga horaria de los sistemas. También se muestra una tabla comparativa con el resultado de variables eléctricas de estos 10 escenarios con y sin sistemas de almacenamiento: pérdidas eléctricas en la red de distribución, potencia activa proveniente de la subestación o red exterior y potencia activa no suministrada.

La función objetivo del modelo de optimización tiene como fin minimizar la potencia activa y reactiva no suministrada, considerando las pérdidas eléctricas de la red y la variable binaria asociada a la localización y dimensionado de los sistemas de almacenamiento energético. Con el fin de cumplir el objetivo de conseguir la solución óptima se incluyen los costes de penalización por energía no suministrada, coste por pérdidas eléctricas, coste de adquisición y coste de operación y mantenimiento de los sistemas de almacenamientos energéticos recopilados.

## Modelo de optimización para la gestión horaria de sistemas de almacenamiento

La metodología propuesta para la herramienta de gestión horaria de sistemas de almacenamiento se basa en una solución secuencial de tres módulos:

- En el primer módulo, se ejecuta la predicción de demanda y generación renovable (según el algoritmo basado en redes neuronales descrito anteriormente) para las 24 horas siguientes.
- El segundo módulo proporciona la programación óptima de potencia activa de las unidades de almacenamiento definiendo como función objetivo minimizar el coste operativo total de la red de distribución a lo largo del horizonte de programación de 24 horas.
- Finalmente, en el tercer módulo se validan desde el punto de vista técnico de la red los resultados obtenidos del segundo módulo y se determinan las consignas de potencia reactiva de los sistemas de almacenamiento en software de simulación comercial.

Las ecuaciones de red implementadas en el modelo de optimización se basan en un modelo de flujo de potencia en corriente continua en base a los resultados obtenidos en el trabajo [8]. Esta simplificación, que reduce el coste computacional de la herramienta, puede conducir a soluciones subóptimas o incluso inviables ya que la relación R / X es generalmente alta en las redes de distribución. Por ello, los resultados obtenidos del modelo de optimización se validan a nivel técnico en el tercer módulo calculando un flujo de carga óptimo que incluye todas las restricciones operacionales de la red de distribución a través de un software de simulación (PSS®E o DigSilent PowerFactory). Este

módulo comprueba que no se violan ninguno de los márgenes operativos establecidos a nivel de tensiones y sobrecargas. Cabe recalcar que el propósito de la metodología es programar la operación de los sistemas de almacenamiento de energía para (i) maximizar integración de renovables, (ii) reducir congestiones en líneas, y (iii) minimizar desequilibrios de potencia en la redes de distribución (funciones objetivo del módulo de optimización) pero no está pensado para solucionar problemas de control de tensión. La metodología permite caracterizar cualquier posible anomalía que pueda ocurrir en la red de distribución en cuanto a indisponibilidad y estabilidad de la red, así como fluctuaciones en los niveles previstos de generación renovable y / o demanda y determinar los niveles de reserva de los sistemas de almacenamiento de energía necesarios con la posibilidad de incluir restricciones en la operación de los sistemas de almacenamiento (como por ejemplo limitando el número de cargas y descargas diarias o limitando el SoC del sistema de almacenamiento al final del día).

## RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Este artículo ha presentado una metodología novedosa y eficiente para conocer el tamaño y localización óptima de sistemas de almacenamiento distribuidos y obtener la programación diaria óptima de dichos dispositivos en redes de distribución.

La metodología propuesta es computacionalmente eficiente y permite resolver redes de distribución reales (tanto redes de distribución radiales como malladas con diferentes niveles de tensión y diferentes tamaños). Resultados numéricos basados en diferentes escenarios (redes IEEE y redes reales anonimizadas) e hipótesis han validado la metodología propuesta para gestionar y planificar los dispositivos de almacenamiento distribuidos mediante el uso de las herramientas de programación óptima.

A modo de ejemplo a continuación se exponen los resultados obtenidos para una red de distribución típica de 34 nodos de IEEE conectada a una subestación de 11 kV con capacidad de 5.5 MVA. La red está compuesta por 29 nodos de demanda y dos unidades de generación: fotovoltaica y eólica. Tras evaluar los 250 escenarios en el primer módulo de la herramienta de planificación (tiempo computacional de 41 minutos), se obtiene la localización y dimensionamiento óptimo: una batería de ion-litio con capacidad de 2.2 MWh en el nodo donde se encuentra la generación eólica (con un tiempo computacional de 51 min). El resultado final de la herramienta de planificación muestra que efectivamente el algoritmo de optimización minimiza las pérdidas en las líneas y maximiza el uso de generación renovable en la red de distribución.

La Figura 3 muestra la tabla comparativa de los 10 peores escenarios (con mayor desbalance) evaluando la potencia activa proveniente de la subestación o red exterior, la potencia activa no suministrada y las pérdidas eléctricas en la red de distribución. Esta tabla demuestra que los escenarios donde se incluye la batería de ión-litio resultan en menores pérdidas eléctricas en la red de distribución, la demanda de la subestación es menor y la potencia activa no suministrada disminuye.

| | Esc_1 | Esc_2 | Esc_3 | Esc_4 | Esc_5 | Esc_6 | Esc_7 | Esc_8 | Esc_9 | Esc_10 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Potencia de la subestación con Sistemas de Almacenamiento | 3.9930 | 4.2850 | 4.3760 | 4.6210 | 5.1660 | 5.4570 | 8.8340 | 5.9900 | 4.9070 | 5.5500 |
| Potencia de la subestación sin Sistemas de Almacenamiento | 4.5110 | 4.8800 | 4.9710 | 5.2140 | 6.7900 | 7.2630 | 10.5260 | 7.3410 | 5.5010 | 7.1660 |
| Potencia no suministrada con Sistemas de Almacenamiento | 4.9310 | 4.5390 | 4.4300 | 4.1000 | 2.8930 | 2.3400 | 2.3940 | 2.7150 | 3.7050 | 2.3470 |
| Potencia no suministrada sin Sistemas de Almacenamiento | 6.1920 | 5.4030 | 5.2780 | 4.9430 | 4.7470 | 4.3330 | 4.2950 | 4.2950 | 4.5490 | 4.2110 |
| Pérdidas eléctricas con Sistemas de Almacenamiento | 0.5150 | 0.5180 | 0.5170 | 0.4910 | 0.5140 | 0.3970 | 0.4630 | 0.5520 | 0.4920 | 0.5090 |
| Pérdidas eléctricas sin Sistemas de Almacenamiento | 0.5410 | 0.5410 | 0.5410 | 0.5390 | 0.5620 | 0.4960 | 0.5460 | 0.5900 | 0.5370 | 0.5530 |

*Figura 3: Ejemplo de resultado mostrado por la herramienta de planificación.*

Si posteriormente se ejecuta la herramienta de gestión diaria de sistemas de almacenamiento en la misma red de ejemplo y teniendo en cuenta los resultados de la herramienta de dimensionamiento y ubicación, se obtiene el programa óptimo diario de potencia activa y reactiva del sistema de almacenamiento planificado. El tiempo computacional requerido por esta segunda herramienta es de pocos segundos. En el ejemplo descrito, al ser una batería de relativa poca capacidad, su participación en la operación de la red se limita a pocos periodos, que coinciden con aquellos donde la congestión de la red es mayor.

La Figura 4 muestra un ejemplo de las consignas de potencia activa del sistema de almacenamiento (izquierda) para un día y cómo se modificarían dichas consignas en función de las restricciones establecidas en la herramienta de

gestión: limitando el número de cargas y descargas diarias (figura central) o limitando el SoC final de la batería (derecha).

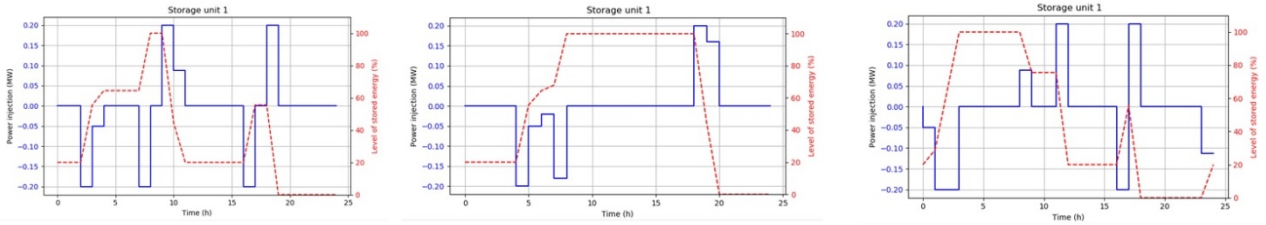



*Figura 4: Ejemplo de programa de operación diaria resultado de la herramienta de gestión: sin restricciones (izquierda), limitando el número de cargas y descargas diario (centro) o limitando el SoC final (derecha).*

## AGRADECIMIENTOS

Esta investigación ha sido financiada por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional y el convenio de colaboración ITE-IVACE correspondiente a la anualidad 2019. Este trabajo se ha realizado en el marco de HySGrid +, una red española de Centros de Excelencia que cuenta con el apoyo del Ministerio de Ciencia e Innovación a través del organismo CDTI, en el marco del programa Cervera "CER-20191019".

## REFERENCIAS

[1] The International Renewable Energy Agency (IRENA), 2020, Staying on Course: Renewable Energy in the Time of COVID-19, https://www.irena.org/newsroom/pressreleases/2020/Apr/Staying-on-Course-Renewable-Energy-in-the-time-of-COVID19 (15 septiembre 2020).

[2] European Comission, 2019, Clean Energy for All Europeans Package, https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en (17 septiembre 2020).

[3] ETIP SNET, 2018, VISION 2050 Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment, https://www.etip-snet.eu/etip_publ/etip-snet-vision-2050/ (14 septiembre 2020).

[4] International Energy Agency, The Impact of the Covid-19 Crisis on Clean Energy Progress, https://www.iea.org/articles/the-impact-of-the-covid-19-crisis-on-clean-energy-progress (17 septiembre 2020).

[5] Barigo, L. & Conejo, A.J., 2013, Correlated wind-power production and electric load scenarios for investment decisions, Applied Energy, vol. 101, pp. 475-482.

[6] Zhao, L. & Zeng, B., 2012, An exact algorithm for two-stage robust optmization with mixed integer recourse problems, http://www.optimization-online.org/DB_FILE/2012/01/3310.pdf (20 septiembre 2020).

[7] Muoz, J.I. & Montoya-Bueno, S., 2015, A Stochastic Investment Model for Renewable Generation in Distribution Systems, IEEE Transactions on sustainable Energy, vol. 6, nº 4, pp. 1467 - 1474.

[8] Hua, L.; Wang, J. & Zhou, C., 2014, Adaptive Electric Vehicle Charging Coordination on Distribution Network, IEEE Trans. Smart Grids 5, 2666–2675.

# METODOLOGÍAS AVANZADAS Y HERRAMIENTAS PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LOS IMPACTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE ALMACENAMIENTO

**Gregorio Fernández Aznar**, Responsable de proyecto del Grupo de Estudios de Red y Smart Grids[1]
**Noemi Galán Hernández**, Responsable de proyecto del Grupo de Estudios de Red y Smart Grids[1]
**Laura Giménez de Urtasun**, Directora Estudios de Red y Smart Grids[1]
**Daniel Marquina Cordero,** Investigador del Grupo de Estudios de Red y Smart Grids[1]
**Juan José Pérez Aragüés,** Responsable de proyecto del Grupo de Estudios de Red y Smart Grids[1]
**David Rivas Ascaso**, Responsable de línea del Grupo de Estudios de Red y Smart Grids[1]
**Nelson Silveira Da Graça**, Investigador del Grupo de Estudios de Red y Smart Grids[1]
**Daniel Zaldivar Moreno**, Investigador del Grupo de Estudios de Red y Smart Grids[1]
[1] Área de Sistemas Eléctricos, Fundación CIRCE

**Resumen:** Con el apoyo por parte de las directivas europeas para la transición energética, el foco en la evaluación de la capacidad de las redes de distribución para alojar la generación renovable y recursos como los Vehículos Eléctricos ha implicado un gran número de estudios particularizados en las redes de media y baja tensión. El proyecto ALMAGRID, como uno de sus objetivos, no sólo quiere contribuir a la consecución de ese aumento de la capacidad de las redes para alojar generación distribuida, sino que pretende además desarrollar una herramienta para la selección de las características y ubicación del almacenamiento más adecuado conforme a un aumento de las condiciones de calidad y seguridad de suministro en las redes de distribución.

**Palabras clave:** Almacenamiento, Herramientas de evaluación de escenarios, Distribución.

## INTRODUCCIÓN

Europa lidera la introducción de fuentes de energía renovables en la red eléctrica para contrarrestar el cambio climático y reducir la dependencia de las importaciones de energía. La Comisión Europea ha comunicado claramente su ambición y ha puesto en práctica varios instrumentos para estimular la investigación y el desarrollo tecnológico con el fin de hacer frente a los retos que se derivan de este cambio de paradigma hacia una energía baja en carbono, como ha sido el Programa Horizonte 2020, el actual programa European Green Deal y el futuro Horizon Europe.

Dentro de este marco, cada Estado ha adquirido unos objetivos específicos. En concreto, España tiene unos objetivos para 2030 que permitirán la transición hacia una economía prácticamente descarbonizada en 2050, y cuyas líneas principales son: a- Reducción de emisiones del 21% con respecto a los niveles de emisiones en 1990; b- Alcanzar una cuota del 42% de energías renovables sobre la energía final; c- Mejorar la eficiencia energética hasta el 39,6%; y d- Alcanzar el 74% de contribución al mix energético con centrales de energía renovable.

El sector de la distribución eléctrica es por tanto una pieza clave para la consecución de estos objetivos. Su responsabilidad es garantizar la estabilidad y la calidad de suministro en todo momento. Y, por tanto, ha comenzado a prepararse ante los retos técnicos propios de una gran penetración de generación renovable y la disminución del aporte de grandes centrales de energía convencional. Entre los retos más importantes están la evaluación de las redes de distribución y su actual capacidad para albergar el recurso distribuido que se plantea, tanto por aumento de generadores, como por el aumento del uso de VE y electrificación de consumos tradicionalmente térmicos; y afrontar el carácter propio de la energía renovable: su intermitencia, la disminución de la gestionabilidad, así como la reducción de la inercia del sistema eléctrico.

El almacenamiento es un elemento que puede aportar un gran valor añadido y ayudar a hacer frente a los retos mencionados. Ya ha demostrado ser clave en aplicaciones de soporte a la red, como la regulación de frecuencia, reducción de picos, etc. Y ahora, desde el proyecto ALMAGRID, se apuesta por el desarrollo de herramientas de planificación, simulación y ensayo que permitan la evaluación del impacto técnico-económico de la integración de soluciones de almacenamiento en el sistema de distribución eléctrica.

En el presente artículo se presenta una pequeña perspectiva de la evolución de cómo se ha preparado el sector de la distribución eléctrica. Comenzando por el planteamiento de estudios de capacidad de la red de distribución actual ante los futuros escenarios de penetración de recursos distribuidos; la preparación de hojas de ruta para el despliegue

de la tecnología necesaria; hasta llegar a plantear herramientas que permitan evaluar el impacto técnico-económico de inversión en diferentes escenarios en la red. Además, se expondrá en detalle el planteamiento del proyecto ALMAGRID para el desarrollo de las herramientas de planificación de integración de soluciones de almacenamiento.

# EVOLUCIÓN EN EL ANÁLISIS HACIA EL NUEVO PARADIGAMA EN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

La red de distribución, de forma general, puede llegar a tener una vida útil de más de 30 años. Su extensión es muy amplia y ramificada. Se estima que en España podría contar con hasta 1 millón de kilómetros de líneas para permitir el suministro a todos los clientes. En el momento de su despliegue, se diseña contando con márgenes de capacidad amplios que permitan poder asumir ciertos aumentos de demanda sobre la misma durante ese tiempo. Sin embargo, el despliegue masivo de recursos distribuidos, como generación renovable o vehículos eléctricos, puede suponer grandes cambios en la misma, y por ello el sector de la distribución ha visto necesario evaluar los cambios necesarios y planificar su implementación según las previsiones de necesidad en función de las zonas y tipos de redes.

A continuación, se muestran y describen algunos de los análisis más habituales, realizados en la distribución eléctrica frente al nuevo paradigma.

## Estudios de capacidad de la red de distribución

El objetivo de estos análisis es estudiar los problemas de operación, estabilidad, calidad de suministro, protecciones de la red y marcos regulatorios, entre otros, en la red de distribución tal y como se encuentra desplegada en la actualidad, pero enfrentándose a una alta penetración de energías renovables distribuidas y vehículos eléctricos, así como proponer y definir estrategias de mitigación y eliminación de riesgos asociados.

En ellos se evalúa la capacidad de la red; sus niveles de pérdidas; la fiabilidad de la red y la calidad de la energía suministrada. Para ello se plantean todos los escenarios de penetración de recurso distribuido, y se someten a impacto de faltas, escenarios N-1; evaluación de armónicos; teniendo en cuenta las características propias de cada red, y sabiendo que su diseño y necesidades son muy distintos en función de la clasificación de esta.

En la Figura 1 puede verse una imagen de puntos de calor en una red de distribución, que indica lo cercana que se encuentra la red de superar los límites de capacidad en el escenario concreto analizado.

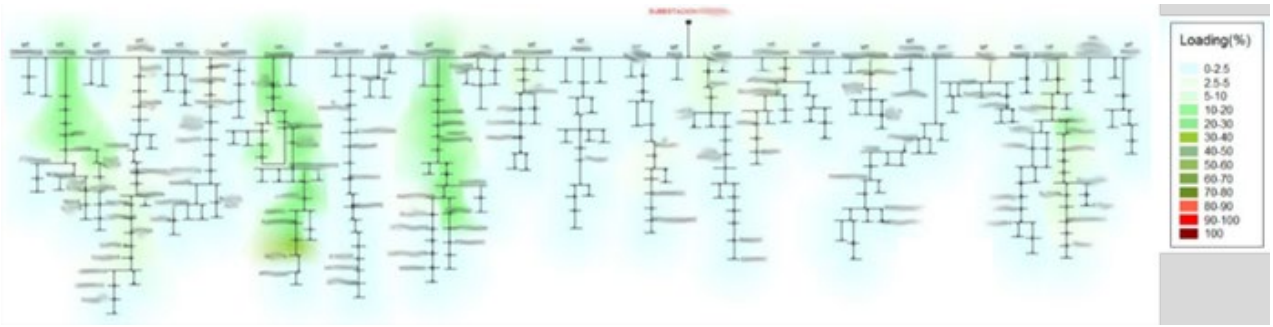



*Figura 24. Niveles de carga en una red de distribución ante un escenario de alta penetración de recursos distribuidos*

## Hojas de ruta

Tras un análisis inicial de la situación de la red, la definición de los escenarios previstos en el horizonte temporal y los objetivos, el desarrollo de una hoja de ruta aporta una planificación de los pasos de alto nivel. La hoja de ruta establece desde la selección de los indicadores de evaluación y fija su seguimiento, pasando por la planificación de los desarrollos e implementaciones, hasta la evaluación final del proyecto. La experiencia de Fundación CIRCE en lo que respecta a hojas de ruta en la red de distribución, ha consistido en la evolución de procedimientos operativos, con el objetivo de alcanzar altos grados de digitalización y automatización de las redes. Dentro de estas experiencias se contemplan desarrollos como:

- Localización de faltas
- Autocicatrización

- Gestión de reconfiguraciones de la red
- Supervisión de la baja tensión
- Gestión de la demanda
- Equilibrado de fases
- Detección de fraudes

Todas estas implementaciones van encaminadas a asegurar la garantía de la estabilidad y la calidad de suministro en los nuevos escenarios previstos.

## HERRAMIENTA DE EVALUACIÓN TECNICO-ECONÓMICA

Tal y como se ha comentado, uno de los objetivos del proyecto ALMAGRID es fomentar la aplicación del almacenamiento para aportar servicios de valor añadido a la red y que justifiquen económicamente la necesidad de acometer la inversión relacionada con la implementación de una planta y/o sistema de almacenamiento eléctrico. Para ello se pretende desarrollar una serie de herramientas de evaluación del impacto técnico-económico de la integración de diferentes soluciones de almacenamiento en determinados escenarios y situaciones en la red. El objetivo de estas herramientas es permitir un apoyo a la toma de decisiones sobre la inversión para una adecuada selección de las tecnologías más apropiadas para cada aplicación y su ubicación óptima.

Como pasos previos al desarrollo de las herramientas se ha llevado a cabo un primer análisis de casos de uso o aplicaciones, para determinar cuáles son los que más pueden beneficiarse del uso almacenamiento. Además, se deben identificar los indicadores, o "Key Performance Indicators", KPIs, que definen dichas aplicaciones y cómo se relacionan con las características intrínsecas de cada sistema de almacenamiento.

### Casos de uso propuestos para el estudio

El primer análisis realizado ha sido la identificación de las aplicaciones en las que el almacenamiento podría resultar una buena alternativa, considerando la potencia necesaria para las aplicaciones y el tiempo necesario de descarga de la energía almacenada. En la Figura 2 puede verse una clasificación general.

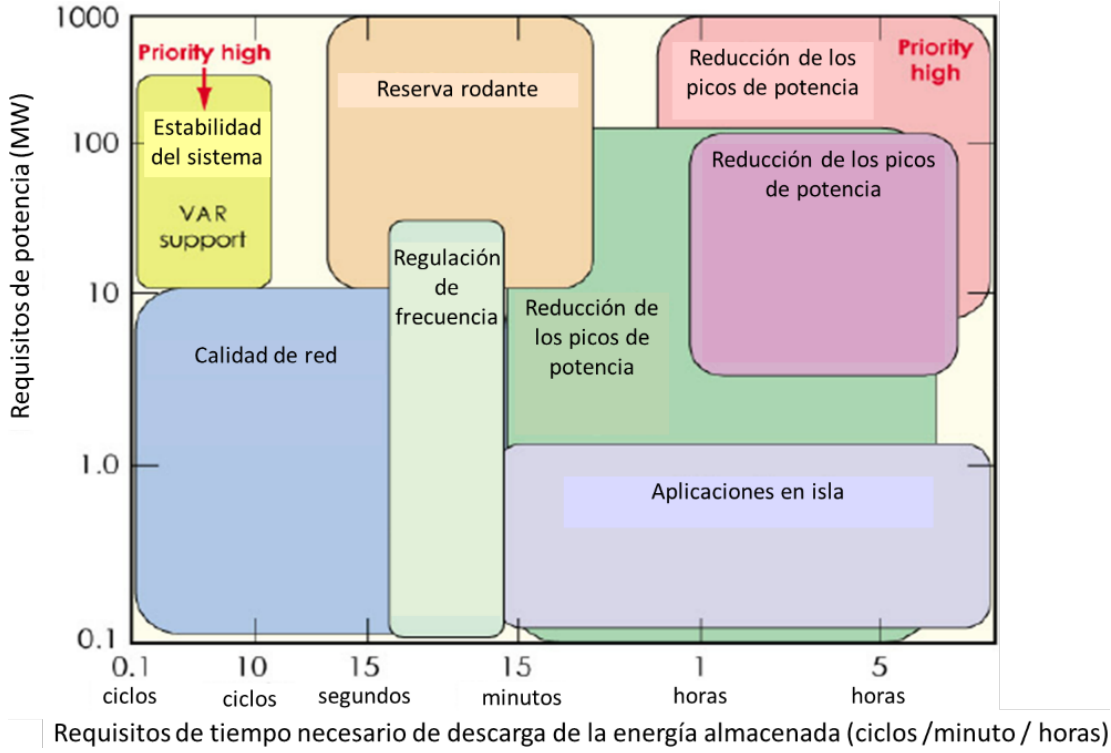



*Figura 25 Requisitos de potencia y tiempo de descarga de la energías según las aplicaciones de red*

Además, se ha considerado los rangos de costes normalizados de almacenamiento (LCOS) de las tecnologías de baterías Li-ion, VRB, ZBB y Pb-ácido en función de su uso en algunas aplicaciones. Algunos de estos rangos pueden verse en la Figura 3. LCOS incluye los costes de amortización de inversión, de operación y mantenimiento y de carga y descarga de la batería.

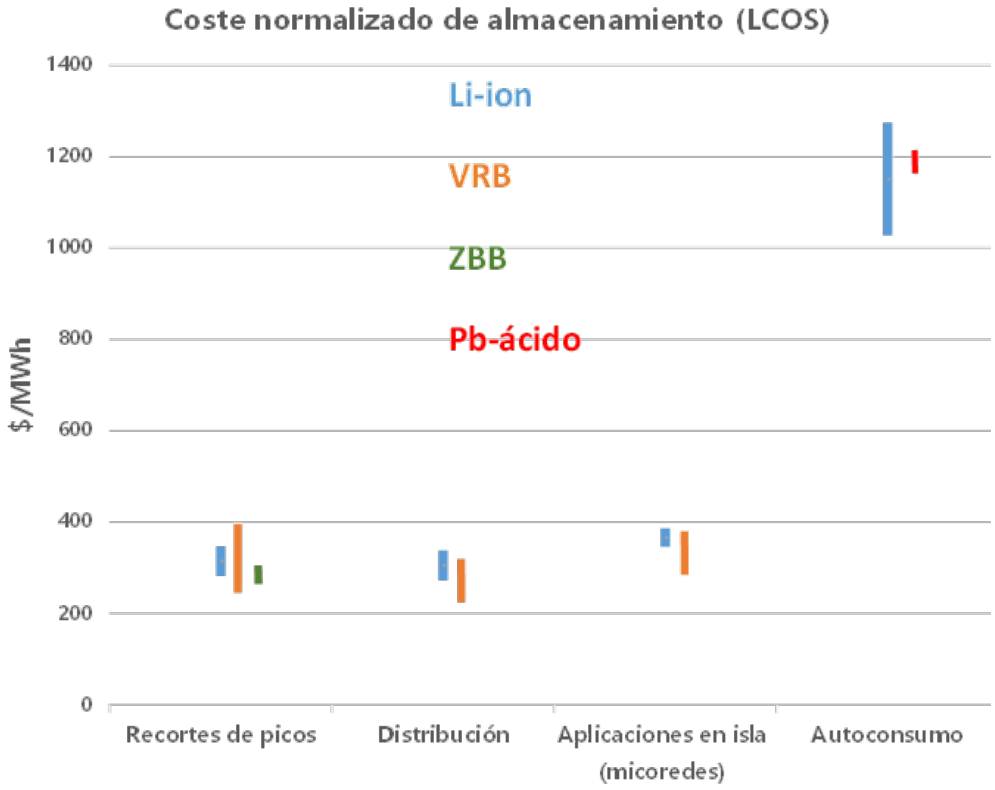



*Figura 26. Rango de LCOS de las diferentes tecnologías de baterías en función del tipo de aplicación*

Tras lo cual se ha propuesto analizar las diferentes situaciones en las que el almacenamiento puede ser un apoyo para la operación de la red de distribución:

***Gestión de congestiones***

Esta aplicación implica el uso de sistemas de almacenamiento para retrasar o evitar inversiones que de otra manera serían necesarias para mantener una capacidad de distribución adecuada para servir la demanda requerida. Este refuerzo de distribución podría ser el reemplazo de un transformador anticuado o sobreexplotado en una subestación o la repotenciación de una línea de distribución con cables más pesados y de mayor capacidad.

***Calidad de energía***

Esta aplicación tiene como objetivo el proteger a las cargas conectadas eléctricamente aguas abajo del sistema de almacenamiento de eventos de corta duración que podrían afectar y empeorar la calidad de la energía entregada a las cargas del cliente. El sistema de almacenamiento local monitoriza la calidad de la energía entregada a la carga y se carga/descarga según sea necesario para suavizar las perturbaciones. Algunos de estos problemas son los siguientes: variación en la amplitud de la tensión (picos o huecos de tensión, bajadas de tensión de mayor duración…); variaciones de la frecuencia nominal; bajo factor de potencia; presencia de armónicos; interrupciones del servicio, de cualquier duración, desde una fracción de segundo a varios segundos.

***Fiabilidad de suministro***

Un sistema de almacenamiento puede servir de apoyo a los consumos de un cliente final cuando hay una pérdida total del suministro eléctrico por parte de la distribuidora. Este soporte requiere que el sistema de almacenamiento y las cargas del cliente se aíslen cuando ocurra el fallo aguas arriba de la instalación del cliente y que se reconecten y

sincronicen con la red externa cuando el suministro eléctrico se restablezca. Este tiempo puede ser incrementado utilizando sistemas de generación para complementar el suministro de las cargas durante incidencias cuyo tiempo exceda la capacidad del sistema de almacenamiento.

***Gestión de la demanda***

Esta aplicación se centra en la utilización de los sistemas de almacenamiento del usuario final para reducir sus costes globales de electricidad. Los clientes cargan su almacenamiento durante periodos valle cuando el precio de la electricidad es bajo y lo descargan cuando el precio de la electricidad es elevado. Esta aplicación es similar al arbitraje, aunque en este caso el factor económico viene dictado por la tarifa eléctrica que aplica al cliente, mientras que en el arbitraje el coste considerado es el coste de la energía en el mercado mayorista.

***Reducción de los picos de potencia***

Los sistemas de almacenamiento pueden ser utilizados por los clientes para reducir los cargos por los registros de potencia pico. Para evitar estos costes, la demanda debe ser reducida durante todo el periodo durante el cual los cargos por potencia consumida son los más altos, lo cual dependerá de la tarifa que aplique al cliente. Para ello, el almacenamiento se carga cuando los precios por energía son más bajos. La energía almacenada se descargará para alimentar a la carga durante los periodos de potencia pico reduciendo por tanto la energía suministrada, y por tanto los cargos aplicables.

## Definición de los KPIs para la validación

Se proponen cinco categorías de evaluación para los casos de uso, con sus correspondientes indicadores. Estas categorías y los indicadores propuestos son:

- **Impacto de generación y recursos distribuidos en la red de distribución**: mejora del perfil de tensión, aumento de la capacidad de integración de recursos distribuidos de la red, reducción de los cortes a la generación renovable, aplazamiento de inversiones en la red, sobrecargas evitadas, reducción de la carga máxima y reducción de las pérdidas de energía.
- **Rendimiento del sistema de almacenamiento**: eficiencia del almacenamiento en la carga y descarga, número de ciclos de carga, el impacto del uso de la batería en la capacidad de la batería y la disponibilidad del sistema de almacenamiento.
- **Usuario final**: costes de electricidad reducidos, ratio de autogeneración y ratio de autosuficiencia.
- **Emisiones de gases de efecto invernadero**: cantidad de emisiones de CO2 evitadas y su correspondiente valor económico.
- **Estabilidad y fiabilidad de la red**: fiabilidad durante la operación en isla, interrupciones evitadas, distorsión armónica total y mejora en la frecuencia observada del sistema.

## Herramientas de evaluación

Para realizar la herramienta se utiliza como punto de partida una red de distribución genérica, tipo IEEE, en la que puedan presentarse las situaciones a analizar. Posteriormente esta herramienta deberá adaptarse a la red analizada. La red se modela en el software PowerFactory de DIgSILENT, se realizan las siguientes simulaciones y estudios a través de las herramientas desarrolladas:

1. Generación automática de los escenarios según los grados de penetración de recursos energéticos distribuidos. Los grados de penetración analizados se llevan a cabo según un procedimiento de distribución que permite su adaptación a otras redes y con un perfil inicial que se podrá ajustar posteriormente. Además, se cuantifica el número de periodos con congestión según el grado de penetración.
2. Dimensionamiento del volumen de energía gestionable necesario para solucionar los problemas según el grado de penetración de la generación renovable establecida.
3. Análisis del comportamiento de la red, al tener diferentes grados de almacenamiento distribuido con baterías de diferentes tecnologías, dimensionando sus capacidades de potencia / energía.

Tras estos estudios se plantea realizar un análisis del modelo económico de la instalación de recurso energético distribuido, incluido el almacenamiento, y los ingresos que obtendría en el mercado de acuerdo con las simulaciones realizadas y los escenarios analizados. Se tendrá en cuenta, por un lado, el cálculo del nivel de ingresos necesario para que los elementos de recursos energéticos distribuidos instalados tengan un desempeño económico positivo razonable considerando los costos de instalación y operación. También se calcularán, por otro lado, los costes

potenciales evitados que hubieran sido necesarios para prevenir o solventar los problemas de no haber aplicado el almacenamiento.

Por último, se plantea un análisis de sensibilidad de los resultados según el grado de penetración de los recursos distribuidos o según la variación de los precios de los recursos distribuidos y el precio de la energía en el mercado.

## CONCLUSIONES

Según avanza la transición energética y aumenta porcentualmente la capacidad instalada de energías renovables, más debe prepararse el sector de la distribución eléctrica y se hace necesario utilizar nuevas tecnologías de almacenamiento que favorezcan la integración de las nuevas energías renovables, reduciendo los efectos de su variabilidad, pero que además apoyen y mejoren la seguridad y calidad del suministro. Llegado el momento de planificar la inversión, es necesario contar con herramientas que aporten información sobre el tipo de tecnología de almacenamiento a utilizar según el uso esperado, o la red concreta sobre la que se quieran aplicar mejoras, y que permita dimensionar y localizar la instalación en el emplazamiento más adecuado. Es por ello, que las herramientas que se han definido y que se encuentran en desarrollo en el proyecto ALMAGRID suponen una gran ayuda para afrontar este escenario, en las diferentes redes en las que se platee el uso de almacenamiento.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar su agradecimiento a los centros CIDETEC Energy Storage, Tekniker, ITE y CIRCE acreditados como “Centro de Excelencia Cervera” en relación con el “Desarrollo y optimización de componentes y sistemas de acumulación energética” recibiendo una ayuda para la Integración de Tecnologías Avanzadas de Almacenamiento de Energía para Aplicaciones de Red (ALMAGRID)” (Expte: CER-20191006) a través del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) dependiente del Ministerio de Ciencia e Innovación.

## REFERENCIAS

- EPRI Energy Storage Think Tank; 2002; Requisitos de potencia y tiempo de descarga de la energías según las aplicaciones de red
- SANDIA; 2010; Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide.
- DOE/EPRI; 2015; Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA.
- O. Anuta; 2016; Planning and operating energy storage for maximum technical and financial benefits in electricity distribution networks.
- Real Academia de Ingeniería; 2017; El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro.
- C. Girón, F. J. Rodríguez, L. Giménez, S. Borroy; 2018, Assessing the contribution of automation to the electric distribution network reliability. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 97 (2018) 120–126.
- Lazard Levelized cost of Storage Analysis. 2019; https://www.lazard.com/perspective/lcoe2019/
- E. S. Association; Energy Storage Association; https://energystorage.org/
- Proyecto stoRE - Final Publishable Report.
- Proyecto ALMAGRID, 2020; https://www.cidetec.es/es/proyectos/energy-storage-2/almagrid

# SISTEMA DE MEDIDA EN TIEMPO REAL Y DE BAJO COSTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE UNA MICRORRED INTELIGENTE

**Paula Peña Carro**, Ingeniera, CEDER-CIEMAT
**Óscar Izquierdo Monge**, Ingeniero, CEDER-CIEMAT
**Carlos Barrera Del Amo**, Ingeniero, CEDER-CIEMAT

**Resumen:** Una parte importante de una microrred es la lectura en tiempo real de todos sus elementos, lo cual permitirá al final de un periodo fijado realizar el balance total de producción-consumo. Centrándonos en ello, se ha desarrollado un sistema de medida basado en un Arduino y sensor de infrarrojos, junto con un software específico que permite obtener la potencia instantánea consumida a partir de la lectura del indicador LED de metrología del contador de la empresa distribuidora con un error menor al 1% diario respecto a las medidas que utiliza dicha empresa para elaborar la factura de la luz. Esto supone una mejora en el conocimiento de los consumos y comprensión de la factura permitiendo reducir su coste en los términos contratados.

**Palabras clave:** Microrredes eléctricas inteligentes, Arduino, Consumos, Sistema de medida.

## INTRODUCCIÓN

Una microrred es un concepto utilizado para definir un grupo de cargas interconectadas y recursos de energía distribuida dentro de límites eléctricos claramente definidos que actúan como una entidad controlable única con respecto a la red de distribución. Una microrred puede conectarse y desconectarse de la red para permitir que funcione en modo conectado a la red de distribución o en isla (Sachs et al., 2019).

Para poder gestionar una microrred adecuadamente es imprescindible contar con un sistema de medición, comunicación y control en tiempo real. Este seguimiento remoto ayudará en la gestión de la carga y generación del conjunto, consiguiendo que sea una microrred semiautónoma o autónoma y reduciendo significativamente el tiempo de respuesta frente a problemas de abastecimiento. Con su implantación se otorga al sistema de tecnologías de comunicaciones bidireccionales, seguridad cibernética y aplicaciones de software inteligentes en todo su campo de actuación, logrando una mayor seguridad y conocimiento de todos los sistemas instalados y su modo de gestión.

Para el control total de la microrred debemos de instalar mecanismos de medición en cada una de las cargas/sistemas de generación, o agrupación de las mismas por centros de transformación. Pero si lo que se busca es la generación o consumo total de toda la microrred debemos de situarnos en el PCC (Point of common coupling) o contador de la empresa distribuidora. Punto en el que se recopila el sumatorio de energía que genera/consume la totalidad de la microrred.

La introducción de medidores inteligentes ofrece información detallada sobre el consumo de energía de los clientes. En España, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) tiene entre sus funciones asegurar el acceso de los clientes a los datos de su consumo, en formato comprensible, armonizado y de forma rápida. Sin embargo en ningún momento se indica que el acceso a los datos sea en tiempo real.

Las compañías distribuidoras de electricidad propietarias de estos medidores inteligentes, permiten el acceso a los datos de medias quinceminutales que se utilizan para elaborar la factura de energía eléctrica, pero no sirven para llevar a cabo la gestión en tiempo real de una microrred inteligente.

Los medidores inteligentes están técnicamente preparados para realizar consultas instantáneas en tiempo real, sin embargo puede ralentizarse la comunicación al realizar lecturas instantáneas originándose un desfase que dificulte la actuación en tiempo real en la microrred.

En el caso de la microrred de CEDER (Centro de Desarrollo de Energías Renovables) que es la que nos ocupa, tras contactar con la empresa de distribución, permitían el acceso a estos datos durante un reducido periodo de tiempo, inferior a un mes, para hacer pruebas, pero en ningún caso concedían acceso de manera continuada.

La única opción para poder obtener las mismas mediciones que la empresa distribuidora es duplicar la celda de medida de la subestación de entrada a CEDER o sustituir la actual por otra celda de medida de doble salida y en ambos casos colocar otro contador. Cualquiera de estas dos opciones además de costosas (pueden suponer un gasto superior a los

3500 € entre materiales y trabajos de instalación), son complejas por el reducido espacio del que se dispone dentro de la subestación para instalar todo lo necesario.

Por este motivo se plantea un sistema de medida alternativo del contador inteligente de una microrred, y de bajo coste que permita conocer en tiempo real la energía consumida de la red de distribución o la inyectada a la misma.

## MEDIDA DE LOS CONSUMOS EN LA MICRORRED DE CEDER

La microrred CEDER parte de una línea de distribución de 45 kV y da servicio a una subestación de 45/15 kV (1000 kVA). Desde esta subestación se distribuye en media tensión mediante una red subterránea a 8 centros de transformación que ajustan el voltaje a 400 V de baja tensión trifásica. La red se puede operar tanto en anillo, lo que posibilita un perímetro en media tensión de 4200 metros, como en modo radial.

En CEDER las cargas son los elementos que conforman el centro, siendo estos los diferentes edificios y su equipamiento los demandantes de energía para su funcionamiento y gracias a los cuales se realiza la actividad diaria del centro. Todas estas cargas están conectadas a la red de baja tensión y presentan diferentes perfiles de consumo.

Para medir todos los consumos, aparte del contador de la empresa distribuidora, CEDER cuenta con ocho analizadores de red eléctrica/calidad de la energía (PQube). Hay uno en cada centro de transformación, en el lado de baja tensión. Estos equipos, además, están conectados a la red de datos de CEDER mediante una tarjeta Ethernet, de manera que podemos acceder a sus lecturas desde cualquier punto del centro.

Para obtener el consumo de potencia real de CEDER, a la suma de los valores medidos por los PQube, habría que añadirle los consumos de los centros de transformación (dado que los PQube están en el lado de baja tensión y por tanto no miden sus consumos o pérdidas).

En la Figura 1 puede observarse la comparación entre el valor obtenido de la suma de los PQube y el valor del consumo de CEDER el día 25 de abril de 2020.

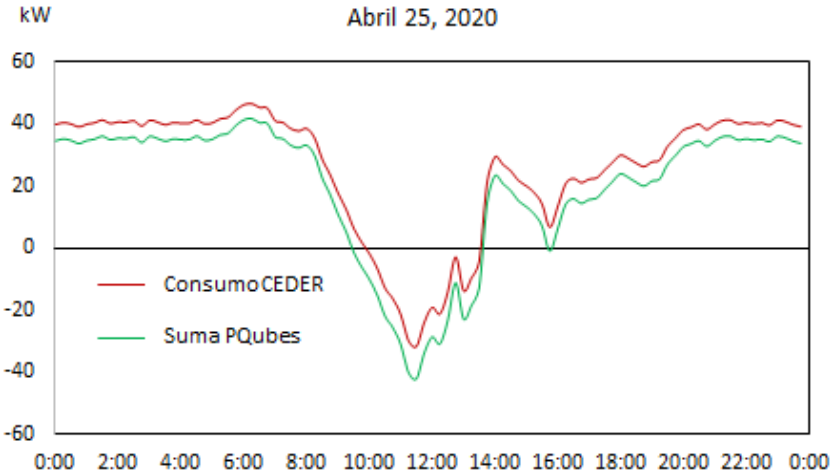



*Figura 1. Comparativa consumo CEDER - Suma PQubes (25/04/2020).*

Las curvas son paralelas y la diferencia entre ambas se debe a los consumos de los centros de transformación. También puede observarse como en los valores de potencia bajos (próximos a cero), las curvas están más próximas entre sí.

Si en lugar de un día vemos los datos de un mes completo, obtenemos los resultados recogidos en la Figura 2.

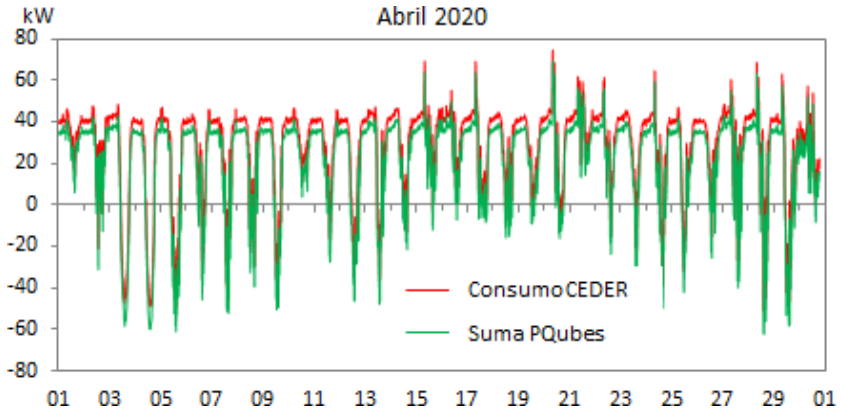



*Figura 2. Comparativa consumo CEDER – Suma PQubes (Abril de 2020).*

Esos equipos PQube son muy completos y robustos, pero también tienen un coste elevado (más de 2000 € cada equipo), por lo que vamos a buscar un sistema de medida alternativo que permita obtener unos resultados similares a los obtenidos con los PQube con un coste muy inferior.

## SISTEMA DE MEDIDA PROPUESTO

Para entender el sistema de medida que se va a emplear, es necesario conocer el contador inteligente instalado por la empresa distribuidora. Se trata de un contador modelo ACTARIS SL7000, es un medidor estático, polifásico, en cuatro cuadrantes, de tarifa múltiple. Este contador cuenta con indicadores LED de metrología. Los pulsos de metrología visibles proporcionales al consumo de energía activa y reactiva se indican a través de dos indicadores LED que titilan de acuerdo con la constante metrológica marcada en la parte delantera del medidor (imp/kWh o imp/kVAh).

Este indicador LED es el que utilizan las empresas distribuidoras para realizar lecturas de comprobación a pie de campo, en situaciones donde la lectura automatizada falla, y de forma provisional realizan lecturas manuales a través del puerto de lectura óptica.

Las especificaciones de conexión directa son: tensión nominal 230 V, tensión máxima 400 V, corriente nominal 1 A y corriente máxima 10 A. Además, la constante de metrología para energía activa es 10000 imp/kWh, es decir, que la luz led parpadearía 10000 veces en una hora por cada kWh importado o exportado de la red de distribución, siempre que hubiese una relación directa de tensión y de corriente. En nuestro caso no hay una relación directa corriente-tensión, sino que hay una relación de transformación para la corriente 10/5 A y para la tensión 16500/120 V.

Estos tres parámetros, constante de metrología, y las relaciones de transformación de corriente y tensión, van a ser los que nos permitan calcular, a partir de los impulsos de la luz led en un periodo determinado, la potencia activa importada o exportada registrada por el contador.

Para medir estos impulsos se va a utilizar un sistema de medida basado en un Arduino Uno, con una tarjeta microSD donde se instala el sistema operativo y el software a utilizar conectado a un sensor óptico (medidor de infrarrojos que permite medir los pulsos lumínicos de la luz led del contador) y a una tarjeta Ethernet para Arduino. El coste de este equipamiento es inferior a 150 Euros.

Una vez instalado el sistema de medida, colocando el sensor óptico delante del puerto de comunicación infrarrojo de la potencia activa, hay que desarrollar el software que permita calcular la potencia activa a partir del número de pulsos de luz del contador utilizando los tres parámetros del contador que hemos visto anteriormente.

Por defecto, Arduino almacena los datos medidos en una tarjeta microSD, pero esto no nos permitiría verlos en tiempo real desde el sistema de control, motivo por el cual se utiliza la tarjeta de Ethernet para conectarlo a la red de datos de CEDER y comunicarlo con él.

La transmisión de datos del Arduino al centro de control puede realizarse de dos maneras diferentes; bien puede programarse para que funcione como un servidor web y publique los valores medidos en una página web de la que los

leerá nuestro sistema de control. O bien, programar Arduino para que tenga comunicación Modbus TCP y el sistema de control se comunique directamente con él, definiéndolo en su fichero de configuración.

Después de realizar varias pruebas con cada uno de los dos sistemas, se ha comprobado que la comunicación Modbus es más rápida y robusta que el servidor web, por lo que será este último sistema el utilizado.

## RESULTADOS OBTENIDOS

Una vez instalado y programado el equipo de medida basado en Arduino, y establecida la comunicación con el sistema de control de la microrred de CEDER comienza la adquisición de datos.

Comparando los datos obtenidos con este sistema de medida basado en Arduino con el consumo de CEDER obtenido a partir de las mediciones de los analizadores de red PQube más los consumos de los centros de transformación, vemos en la Figura 3 que los resultados son prácticamente iguales.

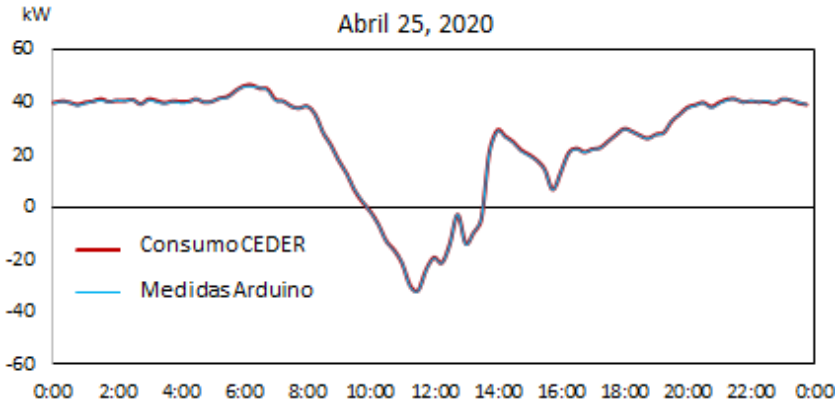



*Figura 3. Comparativa consumo CEDER - medidas Arduino (25/04/2020).*

Gráficamente se observa que las dos curvas son prácticamente iguales, apenas hay diferencias entre ambos sistemas de medida. Estas variaciones pueden ser algo superiores en las proximidades a cero kW y por debajo de -40 kW.

El consumo de la red de distribución por parte de la microrred de CEDER durante el día 25 de abril de 2020, medido con los analizadores de red PQube es de 677 kWh, mientras que el obtenido con el sistema de medida basado en Arduino es 674 kWh. La diferencia entre ambos sistemas de medida es de 3 kWh, lo que supone un 0.44%.

Si observamos lo que inyecta la microrred de CEDER a la red de distribución, con los PQube hay 57.6 kWh, mientras que con el Arduino tenemos 58.1 kWh. La diferencia es 0.5 kWh, lo que representa un 0.86%.

También puede observarse que no siempre la medida con el Arduino es mayor que la medida con los PQube, si no que cambia de un periodo a otro compensándose de esta manera el valor diario total. Así, la diferencia media entre los dos sistemas de medida es de 0.119 kWh en los 96 periodos quinceminutales que tiene un día.

La energía total (energía consumida de la red menos energía inyectada a la red) medida por Arduino es 615.8 kWh, mientras que la suma de los PQube más los consumos de los centros de transformación y las pérdidas en el cableado es 619.8 kWh, lo que supone un error de 3.97 kWh que representa un 0.409% en todo el día.

Si hacemos el estudio para un periodo de tiempo más largo, y en lugar de un día, analizamos un mes completo, tendremos los resultados recogidos en la Figura 4.

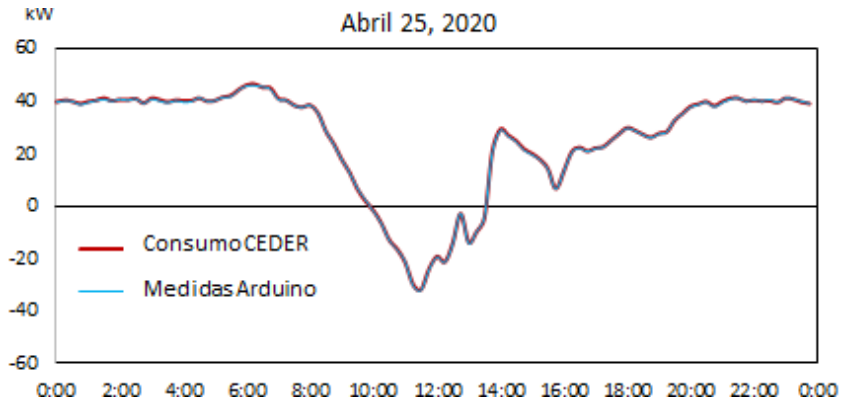



*Figura 4. Comparativa consumo CEDER – medidas Arduino (abril de 2020).*

Vemos que los resultados obtenidos para un mes son similares a los diarios y no se observa en la Figura 4 grandes diferencias entre los dos sistemas de medida estudiados. Generalmente se observa que las mayores diferencias se producen para valores en el entorno de cero y para valores por debajo de -40 kWh.

Si analizamos los datos numéricamente. El consumo de la red de distribución medido con los analizadores de red PQube es de 21808 kWh, mientras que el medido con el sistema basado en Arduino es 21825 kWh. La diferencia entre ambos sistemas de medida es de 17 kWh, lo que supone un 0.077%.

Si observamos los vertidos de la microrred a la red de distribución con los PQube se obtienen 1650 kWh, mientras que con el Arduino se obtienen 1658 kWh. La diferencia es de 8 kWh, lo que representa un 0.48%.

La diferencia media en el mes de abril de 2020 es de 2.94 kW y representa un error en la medida del 0.44%. La máxima diferencia entre los dos sistemas de medida tiene lugar el día 30 de abril, 8.93 kW (error 1.28%) y el error máximo se produce los días 4 y 29 que alcanza un valor del 1.3%.

## CONCLUSIONES

En este artículo se ha propuesto un sistema de medida de bajo coste que permite realizar lecturas en tiempo real de cualquier contador que cuente con LED de metrología de energía activa y reactiva para conocer la potencia instantánea consumida o inyectada a la red de distribución por parte de una microrred eléctrica. Este sistema de medida evita tener que duplicar la celda de medida a la entrada de una microrred conectada a la red de distribución con el consiguiente ahorro de costes.

Se ha probado su funcionamiento en la microrred eléctrica de CEDER para su validación y ha permitido conocer la energía medida por el contador en tiempo real, es decir la energía consumida o inyectada a la red de distribución por la microrred con un error inferior al 1% en el peor de los casos.

De esta forma se consigue un mayor control de la producción de las fuentes de generación de la microrred y de sus consumos, que se traduce en una mejor gestión de la factura total del sistema con la empresa distribuidora suprimiendo rangos de potencia contratada y sus respectivos costes.

Además, este sistema de medida de bajo coste, basado en un Arduino y un sensor de infrarrojos, obtiene unas mediciones prácticamente iguales a las conseguidas con el sistema anterior utilizado en CEDER, basado en PQube reduciendo notablemente el coste del sistema de registro de lecturas de los diferentes elementos de generación y consumo de la microrred.

## REFERENCIAS

- Sachs, T., Gründler, A., Rusic, M., & Fridgen, G. (2019). Framing Microgrid Design from a Business and Information Systems Engineering Perspective. *Business and Information Systems Engineering*, *61*(6), 729–744. https://doi.org/10.1007/s12599-018-00573-0

# METODOLOGÍA PARA LA CONVERSIÓN DE UN TRAMO DE RED CON GENERACIÓN, ALMACENAMIENTO Y CARGAS EN UNA MICRORRED ELÉCTRICA INTELIGENTE

**Paula Peña Carro**, Ingeniera, CEDER-CIEMAT
**Óscar Izquierdo Monge**, Ingeniero, CEDER-CIEMAT
**Carlos Barrera Del Amo**, Ingeniero, CEDER-CIEMAT

**Resumen:** Se presenta una metodología de bajo coste y fácil instalación para la conversión de un tramo de red con generación, almacenamiento y cargas en una microrred eléctrica, consiguiendo mayor autonomía y eficacia en su gestión. Para conseguir esta transformación será preciso dotar de inteligencia a la red a través de: identificación y descripción de los elementos, elección del hardware y software para la monitorización y control del sistema, establecimiento de la comunicación entre los elementos y creación de un panel de control para su visualización. Todos los elementos se van a integrar en un único software libre, Home Assistant, instalado en una Raspberry Pi 4 para proveer a la red de inteligencia básica, control y monitorización en tiempo real.

**Palabras clave:** Microrredes eléctricas inteligentes, monitorización y control, Home Assistant.

## INTRODUCCIÓN

El concepto de microrred es un término que podemos definirlo de acuerdo a la ref. (Sachs et al., 2019) como una "red de distribución descentralizada que integra recursos energéticos distribuidos y equilibra la generación de energía y las cargas a nivel local". Para conseguir operar todo el conjunto de la microrred de la forma más eficiente, estable y económicamente posible es necesario contar con un sistema de medición, comunicación y gestión de datos que permitirá la operación semiautónoma o autónoma del sistema pudiendo resolver los problemas de abastecimiento en el menor tiempo posible.

Con el objetivo de una operación óptima, todas las microrredes deben poseer los siguientes elementos a nivel de comunicación; estructura de comunicación local, sistema jerárquico de monitorización, control y gestión, y controladores inteligentes para las cargas, consumos y sistemas de almacenamiento si los hubiese.

La microrred es gestionada por un controlador central que está a la cabeza del sistema jerárquico de control (MGCC). Este proporcionará las consignas a los controladores del resto de los equipos (fuentes de generación, cargas y sistemas de almacenamiento de energía). El sistema de control se encargará de regular la frecuencia y tensión en todos los modos de operación, así como de repartir la carga entre los distintos elementos de generación distribuida (DG) y el almacenamiento, gestionar el flujo con la red principal y optimizar los costes de operación.

Para poder controlar todos los sistemas de generación y consumo que conforman la microrred es necesario contar con Smart Meters en cada uno de los elementos que se desea monitorear o bien tener acceso al registro de datos específico de la máquina. En la actualidad se están utilizando los dispositivos Arduino para la recopilación de datos en tiempo real de todas las variables (Erice Carbonero et al., 2015), pero esta metodología presenta un gran inconveniente, no es autónoma, necesita una descarga manual de los archivos pasado un periodo de tiempo por la limitación a nivel de memoria, afectando al registro de datos. En cuanto al Software utilizado, numerosas microrredes están monitorizadas y controladas mediante LabVIEW, plataforma de pago que permite diseñar mediante una programación visual gráfica entornos tanto reales como virtuales, pudiendo conseguir mediante diferentes consignas una actuación autónoma de la microrred (Ariel et al., 2019).

Destacando el objetivo del presente artículo en la definición de una metodología coordinada y optimizada de monitoreo y control de bajo coste dentro de una microrred inteligente con generación, almacenamiento y cargas, se propone el uso de una Raspberry y el software libre Home Assistant funcionando de forma coordinada todos los elementos que la componen. Con la variación propuesta a nivel hardware, se ha conseguido mayor versatilidad, potencia de cálculo, conectividad WiFi y Ethernet integradas en la placa. En cuanto al software, reducimos notablemente en coste ya que Home Assistant no requiere licencia, y en tiempo de programación al ser más sencillo e intuitivo.

# METODOLOGÍA PARA DOTAR DE INTELIGENCIA A UNA RED ELÉCTRICA

Con este trabajo se pretende describir una metodología de bajo coste que permita dotar de inteligencia a una red eléctrica a la que están conectados un conjunto de elementos de generación, almacenamiento y cargas y transformarlo en una microrred inteligente que puede operar como tal, con una elevada eficiencia.

Los pasos para poder convertir una red eléctrica con elementos de generación, almacenamiento y consumo independientes que no se comunican entre sí en una microrred inteligente aparecen recogidos a continuación:

Paso 1. Identificación y descripción de los elementos que conforman la red: El primer paso para poder dotar de inteligencia a una red eléctrica es identificar y describir todos los elementos de generación, almacenamiento y consumo que están conectados a ella. Es fundamental conocer por lo menos la potencia nominal instalada de cada fuente de generación, la capacidad en el caso de los sistemas de almacenamiento y los consumos de las cargas más significativas. También es necesario conocer para cada sistema si permiten una comunicación directa con alguno de los equipos que lo componen y los protocolos de comunicación que utiliza dicho equipo.

Paso 2. Selección del hardware y del software de monitorización y control: hay que elegir el sistema que se va a utilizar para la monitorización y control de cada uno de los elementos que forma la red eléctrica. En este apartado radica la principal novedad de esta metodología y sus principales ventajas. Se va a utilizar, como se verá más adelante, una Raspberry Pi junto con el software libre Home Assistant.

Paso 3. Establecimiento de comunicación entre los elementos de la red: una vez descritos los elementos que componen la red y conocidos las formas y protocolos de comunicación que permite cada uno de ellos y seleccionado el software de control hay que establecer la comunicación entre todos ellos, de manera que funcionen como un conjunto en el que pueda haber interacción entre ellos.

Paso 4. Creación de un panel de control: una vez establecida la comunicación entre todos los elementos hay que desarrollar un panel de control (HMI) que permita observar, de manera sencilla e intuitiva, el funcionamiento de cada uno de los elementos de la red, y enviarles consignas de operación para optimizar el funcionamiento de la microrred aumentando su eficiencia lo máximo posible. También es conveniente que permita registrar los datos monitorizados para su posterior análisis, para definir estrategias de gestión, y una vez implantadas validar su eficacia.

# CASO DE ESTUDIO

Con el objetivo de aplicar la metodología descrita en el aparatado anterior y comenzar a dotar de inteligencia a una red eléctrica, se considerará una parte de la red del Centro de Desarrollo de Energía Renovables (CEDER).

La red de CEDER se alimenta de una red de distribución en 45 kV y realiza una transformación a su entrada a 15 kV. Está formada por ocho centros de transformación con múltiples sistemas de generación renovables no gestionables (eólicos y fotovoltaicos), renovables gestionables (turbina hidráulica), no renovables (grupo electrógeno), diferentes sistemas de almacenamiento mecánico (sistema de bombeo con depósitos a distinto nivel) y electroquímico (baterías ion-Litio y Pb-ácido), así como varios elementos de consumo conectados a cada centro de transformación que se miden con un analizador de red (PQube) instalado en la parte de baja tensión de cada centro de transformación.

En lugar de considerar toda la microrred, se van a considerar únicamente los elementos conectados a uno de los centros de transformación, para simplificar el sistema de control y no repetir casos, ya que todos los inversores fotovoltaicos son prácticamente iguales, los analizadores de red PQubes también, etc.

## Identificación y y descripción de los elementos que conforman la red

De acuerdo con el apartado anterior, el primer paso consiste en identificar y describir todos los elementos conectados a la red a la cuál queremos dotar de inteligencia. En nuestro caso de estudio son los siguientes:

- Sistema de generación fotovoltaica de 5 kW, formado por 24 paneles de silicio policristalinos de 210 W cada uno distribuidos en 4 series de 6 paneles conectados a un inversor Ingeteam modelo Ingecon Sun Lite. Con el nos comunicaremos mediante protocolo Modbus TCP/IP.
- Sistema de generación eólica: formado por un aerogenerador tripala de 15 metros de diámetro y una potencia de 50 kW. Es de eje horizontal y funciona a sotavento. No hay posibilidad de conectarse con el aerogenerador ni con su cuadro de control. Por ello, se ha instalado un sistema de adquisición de datos compact FieldPoint de

National Instruments, que permite medir variables como la potencia, velocidad de viento, etc. y que puede conectarse a la red de datos del CEDER. Este equipo permite comunicación bajo el protocolo Modbus TCP/IP.

- Sistema de almacenamiento electroquímico formado por 120 vasos Tudor Pb-ácido 7EAN100T de 2 V cada uno. La capacidad es 1080 Ah a 120 horas ($C_{120}$). Está conectado a un inversor/cargador/regulador desarrollado por CEDER conjuntamente con el CIRCE de 50 kW. El inversor/cargador se conecta mediante un conector RS485 al puerto serie de un ordenador con un SCADA para el control de las baterías. Por tanto, el sistema de control se comunicará con el inversor mediante Modbus RTU.
- Consumos: Las cargas son los diferentes edificios de laboratorios y talleres que conforman la parte de CEDER considerada y su equipamiento. Están conectadas al lado de baja tensión del centro de transformación. Para medir los consumos se ha instalado un analizador de red eléctrica/calidad de la energía (PQube), los cuales pueden conectarse al a red de datos del CEDER mediante Ethernet y permiten comunicación Modbus TCP/IP.

## Selección del hardware y del software de monitorización y control

Una vez descritos todos los elementos de la microrred, conocidas sus características y la forma en que se va a establecer la comunicación con ellos, el siguiente paso es la elección del hardware y del software para realizar el sistema de control.

Existen en el mercado diversos paquetes de software para el análisis de sistemas de energía, pero no todos permiten el análisis y la gestión de microrredes a partir de datos en tiempo real para la predicción y el comportamiento del sistema, entre los que sí lo permiten está ETAP Real Time 24. Sin embargo, como hemos visto en la introducción, lo más habitual es utilizar programas como Labview para diseñar una programación específica para la monitorización y control ad-hoc de cada microrred. Incluso hay quien utiliza como nosotros un sistema portátil basado en Raspberry Pi con una herramienta desarrollada específicamente para la gestión de microrredes como CIRCE y su Energy Box (Nerea Goitia-Zabaleta (IKERLAN) et al., 2019).

En este caso, como ya hemos comentado, se va a utilizar una Raspberry Pi 4 modelo B, y utilizaremos el software HomeAssistant que generalmente se utiliza para aplicaciones de domótica pero que es una solución robusta, económicamente asequible (es un software libre) y con gran potencial para la monitorización y gestión en tiempo real de microrredes. Este sistema permite la comunicación con todos los elementos de generación, almacenamiento y consumos de la red objeto de estudio, a través de diferentes protocolos de comunicación y su integración en un único HMI (Human Machine Interfaz).

Raspberry Pi 4 B cuenta con un procesador Broadcom BCM2711B0 de cuatro núcleos ARM Cortex-A72, una memoria SDRAM LPDDR4-3200 MHz, conectividad de red Gigabit Ethernet y conectividad inalámbrica Wi-Fi y Bluetooth 5.0, BLE. Funciona con un sistema operativo Raspbian. El precio varía en función de la memoria RAM elegida, desde 35 Euros la de 1 GB hasta 64 euros la de 4 GB.

Home Assistant es un sistema desarrollado en Python, gratuito y abierto que permite monitorizar todos los elementos conectados a la microrred, controlarlos desde una interfaz única (que permite su manejo desde dispositivos móviles), así como definir reglas avanzadas para controlar cada uno de los elementos de manera sencilla e intuitiva.

Sin embargo, Home Assistant cuenta un inconveniente en lo que se refiere al almacenamiento de datos que puede ser solventado utilizando MySQL, que es un sistema de gestión de bases de datos relacionales de código abierto. Puede instalarse en la misma Raspberry, con una ligera ralentización del funcionamiento del sistema o en otra diferente en exclusiva para la base de datos consiguiendo un mayor rendimiento del sistema con un ligero incremento de costes.

La utilización de MySQL es opcional, aunque altamente recomendable siempre que se desee almacenar los datos monitorizados para su posterior análisis, lo que permitirá definir unas estrategias de gestión energética de la microrred mucho más eficientes.

## Establecimiento de comunicación entre los elementos que conforma la red

A continuación se tiene que establecer la comunicación de cada uno de los elementos de la microrred con Home Assistant. Existen diferentes protocolos de comunicación que permiten la transmisión de información, siempre que todos los equipos estén conectados a la misma red de datos o a otros equipos en modo local y que a su vez estén conectados a dicha red.

Entre los protocolos de comunicación más habituales destaca Modbus, que permite controlar una red de dispositivos y comunicarlos con un sistema de control (Raspberry Pi 4 con Home Assistant). Es el protocolo de comunicación estándar en la industria, ya que es robusto, fácil de utilizar, de código abierto y por tanto gratuito y sobre todo fiable. Todos los elementos de la red CEDER descritos en el apartado 3.1 permiten la comunicación a través del protocolo Modbus. El esquema de comunicaciones de la microrred será el representado en la Figura 1.

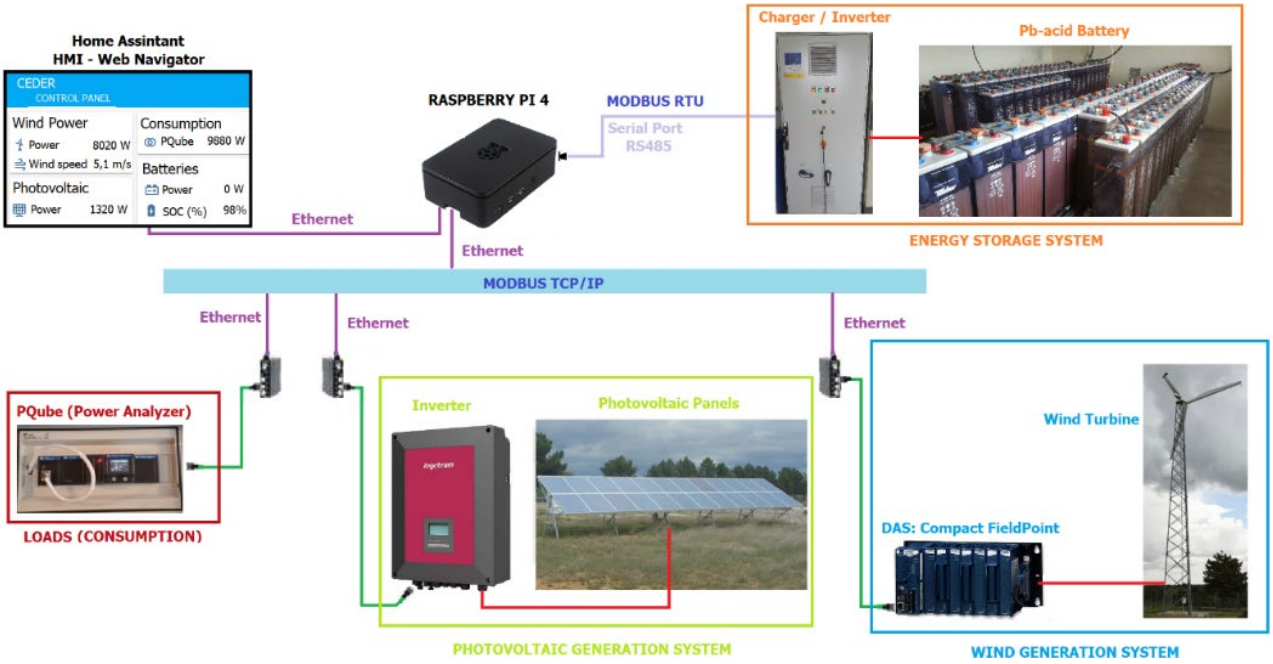



*Figura 1. Elementos de la microrred a monitorizar. Modbus RTU y TCP/IP.*

Para comunicar cada elemento con Home Assistant en primer lugar hay que definir cada uno de los elementos que conforma la microrred en el fichero de configuración, asignándole un nombre e indicando el tipo de comunicación, la IP, el puerto.

Una vez definidos todos los elementos de la microrred tenemos que leer los registros que contienen la información deseada de cada uno de ellos en las direcciones correspondientes. Esto se hace también en el fichero configuración de Home Assistant y es necesario disponer de la trama Modbus de cada equipo para conocer las direcciones donde están las variables que se quieren leer.

En el caso de los elementos de generación no gestionables, como son el inversor fotovoltaico y el generador eólico y de las cargas (analizador de red PQube) solamente es necesario leer potencia instantánea ya que no se le pueden enviar consignas de actuación. Por el contrario, en los elementos de generación gestionables y en los sistemas de almacenamiento como son las baterías de Pb-ácido en nuestro caso, es necesario leer todos los registros para poder desarrollar un SCADA que permita controlar su funcionamiento a través del panel de control, integrado con el resto de elementos.

## Crear panel de control

Una vez que se haya establecido comunicación con todos los equipos, hay que crear un interfaz que permita ver en tiempo real los registros recogidos de los elementos que forman parte de la microrred y ejecutar comandos para darles consignas (arranque/parada de equipos de generación, carga/descarga de sistemas de almacenamiento, etc.). Utilizando Home Assistant es muy intuitivo crear un panel de control una vez que se ha establecido la comunicación con cada elemento de la microrred y se haya definido en el fichero de configuración. El punto de partida es un interfaz gráfico que permite insertar tarjetas con diferentes funcionalidades.

Bien tarjetas predeterminadas con mapas o pronóstico del tiempo que pueden ser interesantes para estimar la producción de los sistemas de generación renovables disponibles en la microrred. O tarjetas con diferentes valores de

todos los registros leídos de forma numérica (Entidades) o representar gráficamente esos valores (Gráfico histórico), o representar de forma conjunta (gráfica y numéricamente) un valor usando la tarjeta Sensor. También permite insertar botones para enviar consignas a los diferentes elementos que se hayan monitorizado.

En la Figura 2 se pueden ver los valores en tiempo real de la potencia de cada uno de los elementos conectados a la microrred objeto de estudio. Tenemos una generación fotovoltaica de 1320 W y un consumo de 9880 W. Generación eólica no hay, puesto que la velocidad de viento (3.1 m/s) es muy baja para que arranque el aerogenerador y comience a producir. Las baterías están paradas ya que no hay un consumo muy elevado para que tengan que aportar energía a la microrred, ni hay excedente de generación para poder cargarlas.

Una vez que todos los elementos de generación, almacenamiento y consumo están integrados en el sistema de control desarrollado con Home Assistant, se pueden implementar diferentes estrategias de gestión a partir del análisis de los datos registrados para optimizar el funcionamiento de la microrred. Se reducirá significativamente la factura de electricidad de CEDER, gracias a la disminución del consumo de la red de distribución y al ajuste de la potencia contratada que permite el nuevo sistema de gestión.

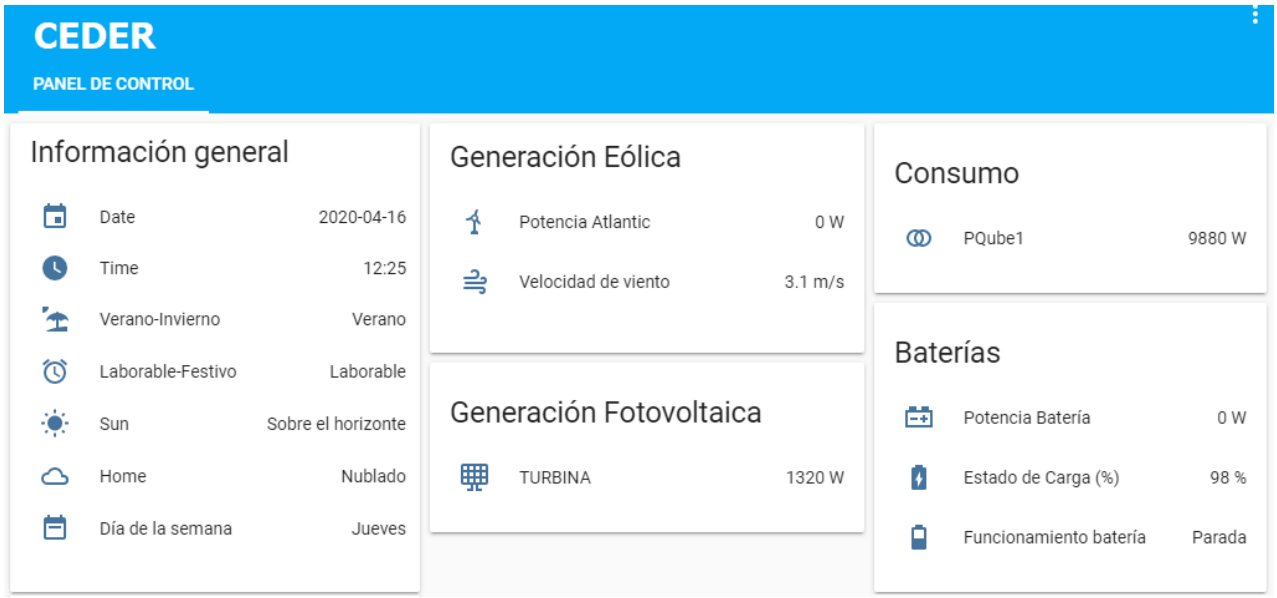



*Figura 2. Panel de control en Home Assistant.*

## CONCLUSIONES

En este artículo se ha propuesto una metodología para la conversión de un tramo de red con generación, almacenamiento y cargas en una microrred eléctrica inteligente replicable en cualquier tramo de red, basada en cuatro pasos: 1) identificación y descripción de los elementos que conforman la red, 2) selección del hardware y del software de monitorización y control, 3) establecimiento de comunicación entre los elementos de la red y 4) creación de un panel de control que permita la gestión de la microrred eléctrica.

La principal ventaja de esta metodología es que gracias a la utilización del software libre Home Assistant, instalado en una Raspberry Pi 4, permite un significativo ahorro de costes frente al resto de opciones que existen en la actualidad.

Con la aplicación de esta metodología se podrán establecer estrategias que permitan optimizar el funcionamiento de la microrred aprovechando al máximo las fuentes de generación y reduciendo en la medida de lo posible el consumo de la red de distribución con ayuda de sistemas de almacenamiento. Se podría conseguir así también un ahorro en el término de energía de la factura de la energía eléctrica.

## REFERENCIAS


- Ariel, L., Francisco, C., Jorge, J., & María, C. (2019). Algoritmo de control para la administración de una micro red. Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica En Ingeniería Eléctrica CITTIE. https://ria.utn.edu.ar/bitstream/handle/20.500.12272/4117/Algoritmo de control para la administración de una micro red.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Erice Carbonero, V., López Taberna, J., & Marcos Álvarez, J. (2015). Monitorización del consumo eléctrico de un hogar : Procesado de datos mediante Arduino [Universidad Pública de Navarra]. https://core.ac.uk/download/pdf/33748341.pdf
- Nerea Goitia-Zabaleta (IKERLAN), Milo, A. (IKERLAN), Otaegi, M. (IKERLAN), (IKERLAN), A. U., (IKERLAN), H. G., (CIRCE), A. M., (CIRCE), H. B., & (CIRCE), J. T. (2019). Rennaisance - Desarrollo de las comunidades energéticas locales y blockchain.
- Sachs, T., Gründler, A., Rusic, M., & Fridgen, G. (2019). Framing Microgrid Design from a Business and Information Systems Engineering Perspective. Business and Information Systems Engineering, 61(6), 729–744. https://doi.org/10.1007/s12599-018-00573-0

# CONTROL DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADOS EN BATERÍAS PARA MICRORREDES

**Mohammad Ebrahim Zarei**, Investigador post-doctoral, Instituto IMDEA Energía
**Milan Prodanovic**, Jefe de Unidad sistemas Eléctricos, Instituto IMDEA Energía
**Javier Roldan Pérez**, Investigador titular, Instituto IMDEA Energía
**Gerardo Medrano Arana**, Ingeniero de electrónica de potencia, Norvento tecnología
**Adolfo Ausín Herrero**, Jefe de unidad electrónica potencia, Norvento tecnología

**Resumen:** Debido al aumento de la generación renovable en las redes eléctricas, el uso de sistemas de almacenamiento de energía se ha vuelto altamente necesario. En concreto, las baterías se han convertido en una pieza clave de las microrredes inteligentes. Esta tecnología se usa no solo para suavizar los picos de consumo, sino también para conseguir otros objetivos como mejorar la calidad de la energía o la regulación de la frecuencia. En este proyecto, se propone una estrategia de control para un sistema de almacenamiento, el cual es capaz de funcionar como formador y como seguidor de red. Además, puede funcionar alimentando cargas equilibradas y desequilibradas. El sistema de almacenamiento de energía está diseñado para sincronizarse y conectarse de manera suave a la red eléctrica. Los algoritmos de control se validaron en el Smart Energy Integration Lab (SEIL) del Instituto IMDEA Energía, y luego se implementaron en un prototipo comercial en Norvento Tecnología.

**Palabras clave:** Sistemas de almacenamiento de energía, Microrredes, Cargadores de batería, convertidores formadores de red y seguidores.

## INTRODUCTION

Los generadores eléctricos basados en fuentes renovables, tales como las turbinas eólicas y los sistemas fotovoltaicos, se han desplegado de manera masiva en los últimos años [1]. Estas energías renovables tienen un carácter intermitente y, como consecuencia, la estabilidad de la red se ha visto deteriorada. Este problema es de gran importancia cuando gran parte de la demanda de energía está proporcionada por este tipo de fuentes. Con el fin de solucionar este problema, se pueden utilizar sistemas de almacenamiento de energía o generación distribuida de alta disponibilidad, como las pilas de combustible [2,3].

Las microrredes son soluciones para integrar diferentes tipos de generación distribuida, baterías y alimentar cargas, de manera fiable. Estas microrredes traen muchas ventajas para los operadores de generación eléctrica y para los consumidores, como aumentar la eficiencia energética y la calidad de la energía suministrada [4-5]. Gracias a las microrredes, los pequeños generadores pueden participar activamente en la operación de la red. Además, el consumidor utilizará fuentes de energía más fiables y limpias. Las microrredes también son una buena opción para integrar energía de manera local, en aras remotas. La Figura 1 muestra un esquema eléctrico típico de una microrred. Como se puede ver en la figura, la microrred puede conectarse a la red general a través del punto de conexión común e intercambiar así energía con ella. Además, la microrred también puede operarse aislada de la red principal, formando una isla eléctrica.

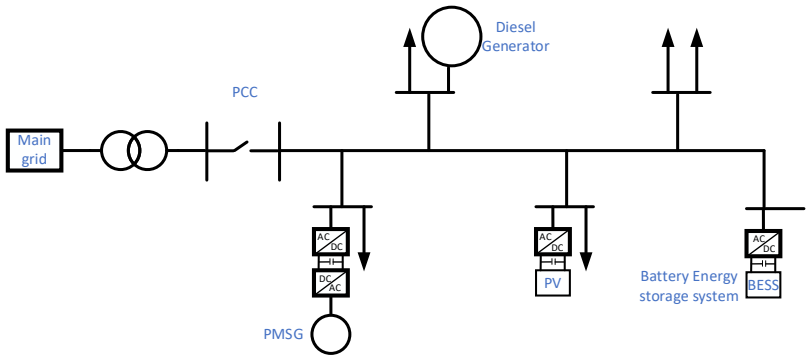



*Figura 1. Estructura típica de una microred, con un generador diesel y un sistema de almacenamiento de energía.*

Durante la operación en isla, los generadores distribuidos y los sistemas de almacenamiento de energía son los encargados de estabilizar la microrred. Los sistemas de almacenamiento de energía son una parte importante de las microrredes. Existen diferentes tipos de almacenamiento que son susceptibles de aplicarse en microrredes, tales como baterías, volantes de inercia (flywheel) o supercondensadores. Uno de los sistemas de almacenamiento más comunes para microrredes son las baterías, las cuales se utilizan junto con fuentes de energía renovable. Un requisito para la correcta operación de una micrrored es mantener la tensión y la frecuencia dentro de rangos específicos. Esto puede conseguirse mediante el ajuste del control de los convertidores que hacen de interfaz de las fuentes renovables, o mediante el uso de sistemas de almacenamiento de energía. En una microrred, al menos una de las fuentes de energía debe funcionar como fuente de tensión para formar la red (podría ser una fuente renovable o un sistema de almacenamiento, por ejemplo). Utilizando esta metodología de operación, el resto de generadores o interfaces electrónicos pueden operar como fuentes de corriente y seguir al convertidor "formador". Por tanto, para que un sistema de baterías sea versátil, debe de ser capaz de formar la red (cuando de opera en modo aislado) y también de seguir a la red (cuando opera conectado a la red principal). Además, cuando el convertidor de baterías está formando la red y hay que hacer una transición para conectarse a la red eléctrica, la tensión del formador debe sincronizarse con la de la red, de manera que al cerrar el interruptor, la conexión se realice de manera suave.

En este proyecto, el sistema de control que fue desarrollado por la Norvento tecnología ha sido validado en Matlab y en el Smart Energy Integration Lab (SEIL) del Instituto IMDEA Energía, y finalmente ha sido comercializado para sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías. La potencia y la capacidad de almacenamiento del sistema de almacenamiento de Norvento se presenta en la Tabla 1.

En este artículo, se describe el controlador del sistema de almacenamiento de energía para microrredes. Posteriormente, se presentarán los resultados experimentales y finalmente se presentarán las conclusiones del proyecto.

| | 50 kVA | 100 kVA | 200 KVA | 400 KVA |
|---|---|---|---|---|
| 50 kWh | 1 h | - | - | - |
| 100 kWh | 2 h | 1 h | - | - |
| 200 kWh | 4 h | 2 h | 1 h | - |
| 400 kWh | - | 4 h | 2 h | 1 h |
| 800 kWh | - | - | 4 h | 2 h |

*Tabla I. Potencia y capacidad del sistema de almacenamiento de Norvento.*

## Aplicaciones y servicios del sistema de almacenamiento de energía Norvento para microrredes

En esta sección se describen brevemente los servicios y aplicaciones que se consideraron para este sistema de almacenamiento de energía. El sistema de control fue diseñado para cumplir estas especificaciones. Los posibles estados del sistema de almacenamiento de energía son:

1. Operación conectado a red (on-grid operation): En este modo de operación, la microrred está conectada a la red principal y el convertidor electrónico puede cargar o descargar las baterías, así como operar como sistema de respaldo (reserva). En este modo de operación el convertidor de baterías funciona de manera similar a una fuente de corriente que "sigue" la tensión de la red, que se considera fija.
2. Operación desconectado de la red, como fuente de tensión (off-grid operating as voltage source): En esta situación, la microrred no está conectada a la red principal y el sistema de almacenamiento de energía, como fuente de energía principal, controlará la frecuencia y la tensión de la microrred. En este escenario se utilizan controladores tipo droop, así como lazos internos de tensión y corriente, que garantizan el cumplimiento de los límites de tensión y corriente. El controlador está diseñado para proporcionar una tensión de red equilibrada, incluso si se conectan grandes cargas desequilibradas.
3. Operación desconectado de la red, operando como fuente de corriente (off-grid operating as current source): En esta situación, la microrred no está conectada a la red principal y al menos uno de los generadores de la microrred está funcionando como fuente de voltaje (podría ser un generador diesel). De esta manera, el sistema de almacenamiento se controla como un seguidor. Para este escenario, el control de corriente está diseñado para seguir a la fuente de alimentación principal de la microrred.

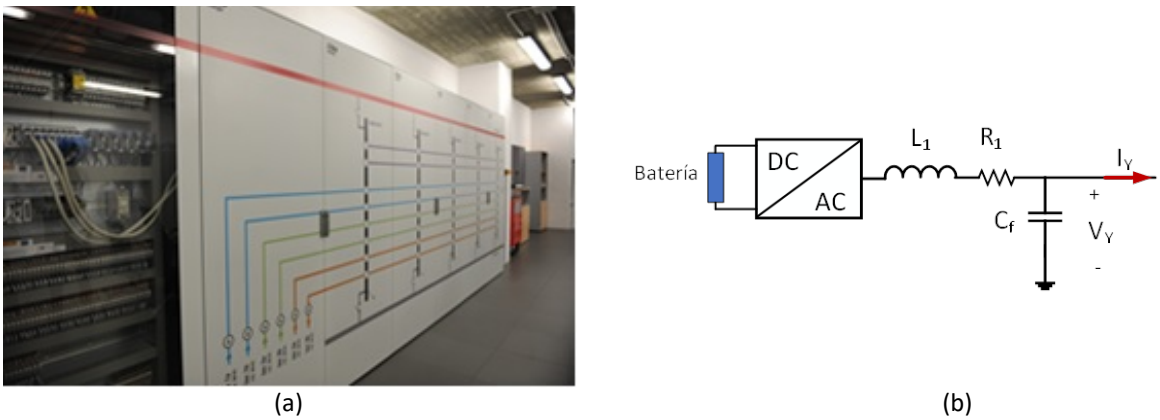
4. Cambio de modo de operación, de desconectado a conectado a la red (switching from off-grid to on-grid operation): En esta situación, la microrred está funcionando como una isla eléctrica, y tiene permiso para conectarse a la red principal. Por tanto, el sistema de almacenamiento de energía debe regular la tensión y la frecuencia con el fin de sincronizar la tensión de la microrred con la de la red principal. Posteriormente, podrá conectarse a la red principal de manera segura y garantizar así la estabilidad del sistema. Después de la conexión, el sistema de almacenamiento de energía tendrá la capacidad de funcionar como fuente de corriente.
5. Cambio de modo de operación, de conectado a desconectado de la red (switching from on-grid to off-grid operation): En esta situación, el operador ordena a la microrred que se desconecte de la red principal. En este caso, el sistema de almacenamiento de energía (que opera como la fuente de energía principal) debe cambiar a funcionar como fuente de tensión, para controlar así la frecuencia y la tension de la microrred.

Además, durante este proyecto se consideraron otros servicios para los sistemas de almacenamiento de energía. Estos son los siguientes:

1. Capacidad de arranque desde tensión cero (black start): Cuando ocurre una falta en la red y la tensión se cae, el sistema de almacenamiento de energía Norvento es capaz de formar la red desde cero. Por tanto, se puede asegurar el suministro de energía a las cargas importantes de la microrred.
2. Mejorar la calidad de la energía: El sistema está diseñado para mejorar la calidad de la energía de la microrred y eliminar las fluctuaciones de energía debidas a la generación intermitente de las energías renovables (turbinas eólicas o generadores fotovoltaicos).
3. Regular la frecuencia y la tensión: Este sistema de almacenamiento de energía se puede utilizar para regular la tensión y la frecuencia controlando los flujos de potencia activa y reactiva.
4. Peak shaving: Está diseñado para almacenar energía durante las horas durante las cuales la energía es barata, y luego inyectar esta energía a la red durante períodos de alta demanda eléctrica.
5. Optimización de la curva de consumo: Los sistemas de almacenamiento eléctrico basados en baterías de Norvento permiten optimizar la distribución de consumo de la instalación y, en caso de existencia de generación renovable, maximizar su uso.

## Resultados Experimentales en el Smart Energy Integration Lab del instituto IMDEA Energía

El control propuesto se ha verificado mediante diferentes pruebas en el Smart Energy Integration Lab (SEIL) del Instituto IMDEA Energía, y se ha validado la efectividad del controlador en microrredes. En esta parte, se presentan algunos de estos resultados. El control de cargadores de batería de Norvento fue adaptado para un convertidor de una potencia nominal de 15kW de IMDEA. Los valores del filtro LC que se usaron en IMDEA son 2.3 mH (L1) y 23 µF (Cf). La foto del laboratorio y el esquema del convertidor se muestran en la Figura 3. No se utilizó resistencia de damping en este sistema. Para la implementación del control, se utilizó un periodo de muestreo de 100 µs y una frecuencia de conmutación de 10 kHz (single update).




(a) (b)

*Figura 3. (a) Smart Energy Integration Lab (SEIL) del Instituto IMDEA Energía, (b) esquema del sistema de almacenamiento de energía.*

***Dinámica del Control de Tensión en Prueba Sin Carga***

La respuesta dinámica del control de tensión (desde cero voltios a tensión nominal) se probó para diferentes tiempos de establecimiento. El tiempo de respuesta se selecciona como cinco valores diferentes: 100 ms, 300 ms, 500 ms, 800 ms y 1000 ms. Los resultados se muestran en la Figura 4. Los resultados muestran que el control de tensión puede seguir perfectamente la referencia de tensión con los tiempos de respuesta deseados. Esto es importante para evitar la corriente de magnetización del transformador cuando este se energiza, sobre cuando cuando se inicializa el convertidor desde tensión cero.

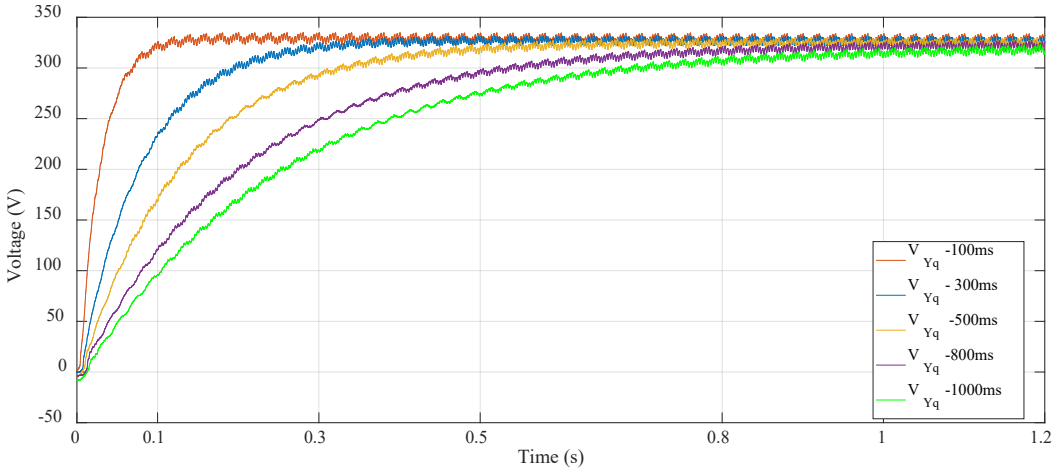



*Figura 4. Respuesta dinámica del control de tensión con diferentes tiempos de respuesta, en prueba sin carga.*

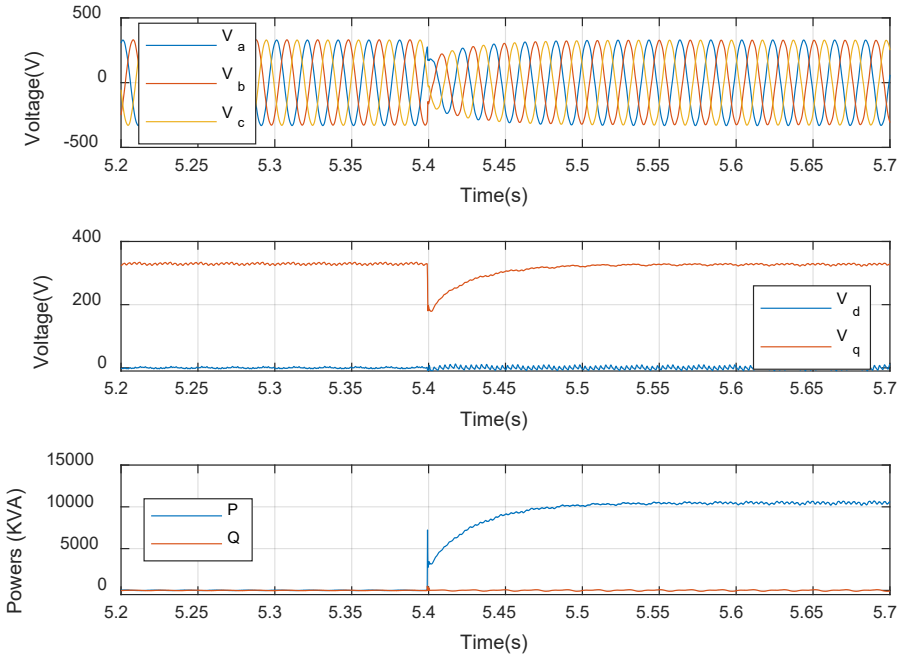



*Fig. 5. Respuesta dinámica cuando se conectan 10 kW de carga al sistema (el tiempo de respuesta del control de tensión es de 100 ms, y el tiempo de respuesta de control de corriente es de 5 ms).*

***Conexión y Desconexión de Carga Resistiva Trifásica Con un Tiempo de Respuesta de 100 ms en el Control de Tensión y un Tiempo de Respuesta de 5 ms en el Control de Corriente***

En esta prueba, desde una situación sin carga, se conecta una carga de 10 kW al sistema en t = 5.4 s. La tensión trifásica, la tensión en dq y los valores de potencia para esta prueba se muestran en la Figura 5. La tensión cae al principio (cuando se conecta la carga), y el controlador tarda 100 ms en llevarla de nuevo al valor de referencia (este es el tiempo que se esperaba). Además, la respuesta dinámica de la potencia activa en la Figura 5 muestra que esta alcanza su valor de referencia en unos 100 ms.

***Funcionamiento del Sistema Durante la Conexión de Una Carga Desequilibrada***

En esta prueba, se conecta una carga trifásica desequilibrada al sistema para analizar el funcionamiento del controlador. La Figura 6 muestra la tensión y la corriente durante la conexión de la carga mencionada. Como se puede ver en esta figura, la tensión de salida está completamente equilibrada durante toda la prueba. Además, la tensión de salida está completamente equilibrada incluso cuando la carga es desequilibrada. Por lo tanto, el control está funcionando correctamente y es capaz de mantener una tensión equilibrada en esta situación.

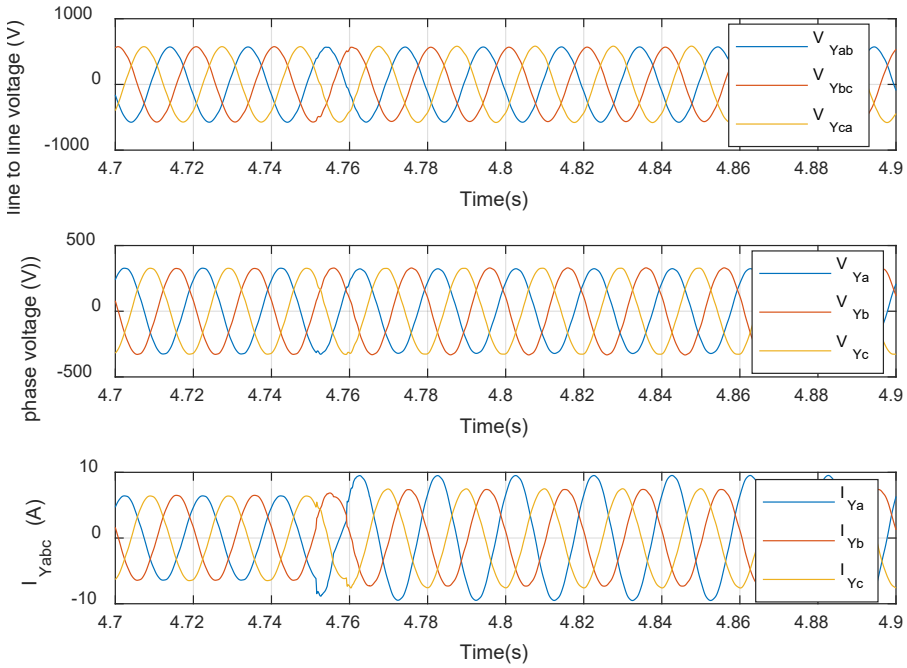



*Fig. 6. Resultado experimental para condiciones de carga desequilibrada.*

***Sincronización y Conexión del Sistema a la Red Principal***

En esta prueba, se evalúa el funcionamiento de la sincronización del sistema de almacenamiento de energía con la red principal. En esta prueba, se conectó una carga equilibrada al sistema de almacenamiento de energía y se envió una señal para conectar la microrred (que incluye el sistema de almacenamiento de energía y la carga), a la red principal.

Después de 20 segundos, el sistema de almacenamiento se sincronizó con la red principal. La tensión de la microrred y la tensión de la red principal se muestran superpuestas en la Figura 7. Como se puede observar en esta figura, ambas tensiones están alineadas y sincronizadas. Después, estos dos sistemas se conectaron entre si y funcionaron de manera adecuada, sin producirse inestabilidades entre los dos sistemas. Esto indica el diseño de los controladores es correcto, y por tanto el sistema de almacenamiento está actuando de la manera esperada.

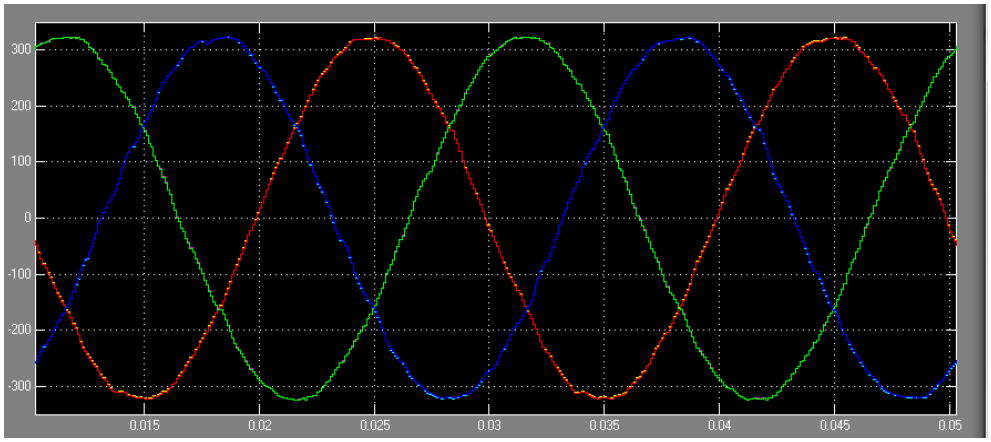



*Fig. 7. Resultado de la sincronización antes de conectar el sistema a la red principal. La tensión de la red principal y de la microrred están alineadas.*

## CONCLUSIONES

En este proyecto, se desarrolló un sistema de control para el convertidor del sistema de almacenamiento de energía de Norvento. Este control se probó en el prototipo comercial de Norvento tecnología. El sistema de almacenamiento de energía es capaz no solo de funcionar como seguidor de red, sino que también de funcionar como un convertidor formador de red, que opera de manera correcta formando una isla eléctrica. Además, el sistema de almacenamiento de energía puede conectarse a la red principal sin problemas, todo ello sin poner en peligro la estabilidad del sistema. Las pruebas experimentales que se han llevado a cabo en IMDEA Energía demostraron que el método de control durante la operación en isla puede funcionar perfectamente en condiciones de vacío y carga, de acuerdo con los tiempos de respuesta dinámica esperados. Además, cuando se conecta una carga desequilibrada al sistema, la tensión de salida era equilibrada. Finalmente, los resultados experimentales mostraron que el sistema se puede sincronizar perfectamente y conectarse a la red principal de manera estable.

## AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha sido desarrollado con fondos del Ministerio de Ciencia, Innovacion y Universidades, de la convocatoria Retos Colaboracion (RTC-2017-6262-3).

## REFERENCIAS

[1] Das S, Akella A K. Power flow control of PV-wind-battery hybrid renewable energy systems for stand-alone application. Int J Renew Energy Res (IJRER) 2018;8:36–43.
[2] Freris L, Infield D. Renewable Energy in Power Systems. John Wiley & Sons; 2008.
[3] Bajpai P, Dash V. Hybrid renewable energy systems for power generation in standalone applications: a review. Renew Sustain Energy Rev 2012;16:2926–39.
[4] Ma J, Yuan L, Zhao Z, He F. Transmission loss optimization-based optimal power flow strategy by hierarchical control for DC microgrids. IEEE Trans Power Electron 2017;32:1952–63.
[5] A. A. Khodadoost Arani, G. B. Gharehpetian, M. Abedi, Review on Energy Storage Systems Control Methods in Microgrids, International Journal of Electrical PoweEnergy Systems, Volume 107,2019, Pages 745-757.

# MICROGRID-ON-CHIP. ESTABILIDAD DE MICRORREDES CON BATERÍAS Y GENERADORES CONVENCIONALES

**Diana Patricia Morán Río**, Investigadora Predoctoral, Instituto IMDEA Energía
**Milan Prodanovic**, Jefe de Unidad Sistemas Eléctricos, Instituto IMDEA Energía
**Javier Roldán Pérez**, Investigador Titular, Instituto IMDEA Energía
**Gerardo Medrano Arana**, Ingeniero de Electrónica de Potencia, Norvento Enerxía
**Adolfo Ausín Herrero**, Responsable de Electrónica de Potencia, Norvento Enerxía
**Juan Alberto Marrero Sosa**, Responsable de Negocio, Electrónica de Potencia, Norvento Enerxía

**Resumen:** Las microrredes se presentan como una solución atractiva para el suministro de energía eléctrica en áreas con acceso remoto o restringido a la red principal. Estas redes se caracterizan por integrar recursos de generación distribuidos como generación renovable y generación mediante grupos diésel entre otros, con sistemas de almacenamiento y cargas locales. En el marco del proyecto Microgrid-On-Chip (MOC) se desarrolla un control de microrred híbrida basado en un convertidor de baterías que realiza además las funciones de coordinación. En este artículo se presenta un estudio de la influencia del ancho de banda del PLL como método de sincronización en la estabilidad de microrredes con generadores diésel. Los resultados analíticos se validaron experimentalmente en el laboratorio de redes de IMDEA Energía (SEIL). Este estudio muestra la importancia del diseño de los parámetros del PLL en la planificación y la operación de microrredes híbridas.

**Palabras clave:** microrred, batería, control, generador síncrono, sincronización, estabilidad, inversor

## INTRODUCCIÓN

El concepto de microrred (MG) se propuso hace algunas décadas para integrar los recursos energéticos distribuidos, que comprenden recursos de energía renovable, sistemas de almacenamiento de energía y cargas controlables (Olivares et. al, 2014). Este concepto también se ha aplicado para suministrar energía eléctrica en áreas remotas. Las MGs se pueden personalizar según su aplicación y la disponibilidad de recursos en el área. En este sentido, se pueden utilizar diferentes tipos de generación (fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica, diésel, etc.) (Olivares et. al, 2014). Los recursos renovables presentan claros beneficios para el medio ambiente. Sin embargo, proporcionan una generación variable. Esto significa que se deben utilizar fuentes de energía auxiliares como ESS o grupos electrógenos diésel para garantizar un suministro de energía continuo. En particular, los grupos electrógenos diésel son una de las soluciones más adoptadas en áreas remotas debido a su simplicidad.

En MGs aisladas de la red general, los generadores diésel se pueden emplear como formadores de red con un ajuste adecuado de sus reguladores de tensión y frecuencia. Mientas que la generación renovable, conectada a través de convertidores de electrónica de potencia, sería operada en modo seguidor (Yazdani & Iravani, 2010). Uno de los métodos más empleados para la sincronización de convertidores es el bloqueo de fase (o PLL por sus siglas en inglés) (Yazdani & Iravani, 2010). Esta solución consta de un control PI que fuerza a que una de las componentes de la tensión en los ejes d-q sea cero. Este método funciona bien en redes con gran inercia como las convencionales (Yazdani & Iravani, 2010). Sin embargo, la inercia proporcionada por los grupos diésel es mucho más reducida y las interacciones entre los lazos de sincronización (PLL) y los generadores diésel pueden causar inestabilidades.

Los grupos electrógenos diésel también han sido estudiados en la literatura. Estos generadores comprenden un generador síncrono, un sistema de excitación, un motor primario, un regulador de tensión y un regulador de frecuencia (Knudsen, 2017 y Boldea, 2006). Los generadores síncronos han sido estudiados con diferentes niveles de detalle dependiendo de la finalidad del estudio (Kundur, 1994 y Krause et. al, 2002). También se han estandarizado los sistemas de excitación de este tipo de generadores (IEEE Std 421.5-2016). Por otra parte, en (Knudsen, 2017 y Boldea, 2006) se estudian los motores diésel empleados como accionamientos de estos generadores.

El análisis de estabilidad de pequeña señal es empleado por los investigadores en la evaluación de la estabilidad de MG con diferentes tecnologías de generación y paradigmas de control (Pogaku et. al, 2007 y DArco & Suul, 2016). Sin embargo, las interacciones entre los generadores diésel y los convertidores seguidores no se han estudiado en detalle en la literatura.

En el proyecto Microgrid-On-Chip (MOC) se desarrolla una solución integral para la operación de microrredes con generadores diésel y convertidores de electrónica de potencia. La solución propuesta incluye un convertidor de

baterías y un sistema de control de microrredes que comercialmente se ha denominado “Norvento Gridmaster Converter”. En el proyecto participan Norvento Enerxía, el grupo investigación GEISER de la Universidad de Alcalá de Henares y la unidad de sistemas eléctricos del Instituto IMDEA Energía. El proyecto está liderado por Norvento Enerxía.

En el proyecto se ha contemplado una microrred como la de la Figura 1 para el desarrollo del sistema de control. Como se puede observar, la microrred cuenta con generación a partir de energía eólica, solar fotovoltaica y también mediante grupos diésel. La microrred cuenta también con un sistema de almacenamiento compuesto de baterías. Entre las cargas encontramos cargas críticas (siempre deben ser alimentadas) y cargas no críticas. La microrred permitirá la operación en modo isla y en modo red, para ello se dispondrá de un interruptor de conexión a red. Los grupos diésel permitirán alimentar las cargas cuando la energía procedente del convertidor de batería es insuficiente, así como cargar las baterías cuando la generación renovable o la red no están disponibles. Este modelo de red se ha definido de forma modular para facilitar su escalabilidad (web Norvento Gridmaster Converter).

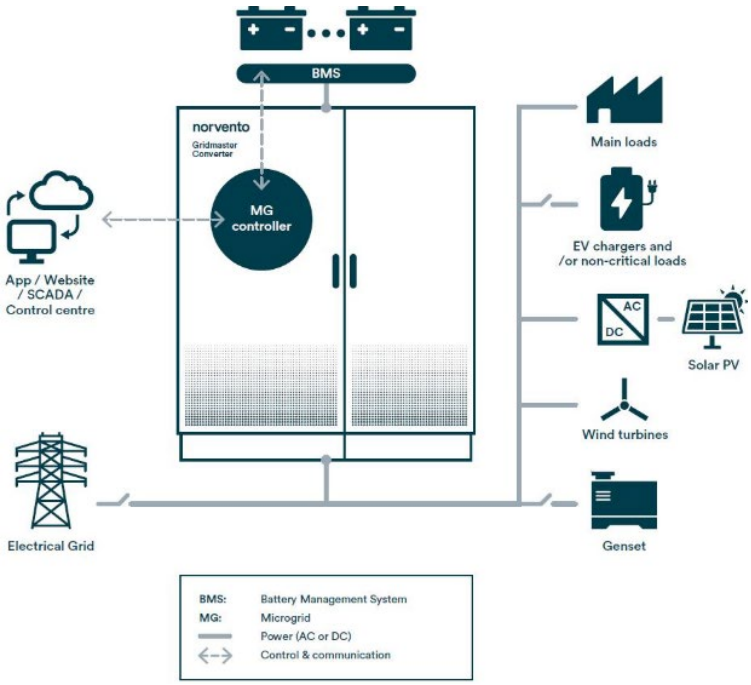



*Figura 1. Topología de la microrred basada en Norvento Gridmaster Converter.*

En este contexto se ha llevado a cabo un estudio de las interacciones entre grupos electrógenos diésel y convertidores seguidores con PLL cuando ambos se integran en una microrred. En este artículo, se desarrolla un modelo de pequeña señal de una microrred que incluye un grupo electrógeno diésel y un convertidor. Se ha evaluado la influencia de los parámetros del PLL en los autovalores de la microrred. Para validar el trabajo, se han comparado el modelo desarrollado (lineal) con el modelo real (no lineal) de la microrred. Además, el modelo propuesto y los resultados obtenidos se han verificado en el laboratorio SEIL del Instituto IMDEA Energía. Se empleó un convertidor de 15 kVA y el comportamiento del grupo electrógeno se simuló mediante un convertidor de 75 kVA.

## DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

La Figura 2 muestra el diagrama eléctrico y de control de la microrred estudiada en este artículo. Consiste en un generador diésel y un convertidor controlado por corriente conectados en paralelo que alimentan una carga. Todos los dispositivos están conectados al mismo punto de acoplamiento. En este trabajo se ha considerado un generador síncrono con devanados amortiguadores. El generador incluye un motor diésel acoplado mecánicamente al generador eléctrico. El sistema de excitación se basa en un alternador que está acoplado a un rectificador de diodos. La tensión y la frecuencia a la salida del generador están controlados por el regulador de tensión AVR) y el regulador de frecuencia del generador, respectivamente. El AVR genera el valor del punto de operación para el sistema de excitación y el regulador de velocidad genera el valor del punto de operación para el combustible inyectado al motor diesel. El

convertidor está conectado la microrred mediante de un filtro LCL. La potencia activa y reactiva inyectada por el convertidor se controlan indirectamente mediante el uso de un control de corriente estándar en un sistema de referencia d-q. El sistema de referencia d-q es generado por el sistema PLL.

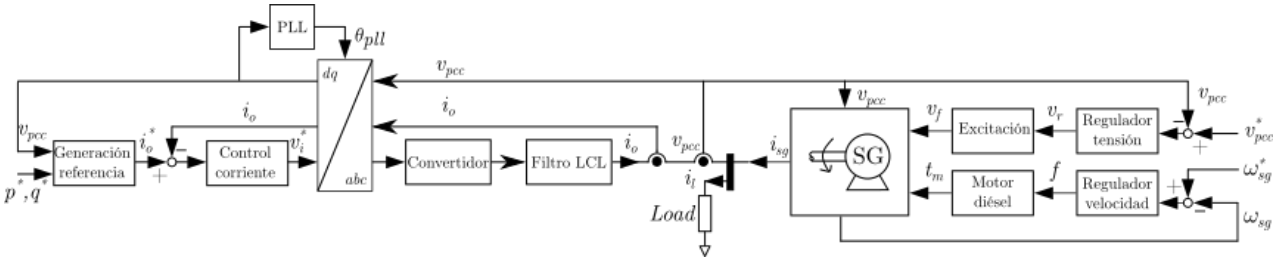



*Figura 2. Diagrama eléctrico y de control de la microrred de estudio.*

## METODOLOGÍA

La estabilidad de los sistemas eléctricos convencionales se evalúa comúnmente mediante el estudio de los valores propios o autovalores de su modelo linealizado (Kundur, 1994). Este enfoque ha sido adaptado para analizar la estabilidad de microrredes con convertidores (Pogaku et. al, 2007). Los valores propios del modelo linealizado describen los modos de oscilación del sistema que se modela. También se puede utilizar para analizar el tiempo de respuesta del sistema alrededor de un punto de operación.

El análisis de autovalores se puede realizar junto con varias técnicas matemáticas como el análisis de los factores de participación (Kundur, 1994). La matriz de participación mide la relación entre modos de oscilación y variables de estado. El elemento $p_{ki}$ de la matriz de participación, llamado factor de participación, mide la participación relativa del estado *k*-ésimo en el modo *i*-ésimo, y viceversa. La matriz de participación se calcula teniendo en cuenta los vectores propios del sistema linealizado (Kundur, 1994).

El modelo de pequeña señal se ha desarrollado siguiendo la metodología presentada en (Pogaku et. al, 2007). Las ecuaciones dinámicas se representan en un sistema de referencia común (DQ) que está sincronizado con la tensión del rotor del generador síncrono. El convertidor usa un sistema de referencia adicional (dq) generado por el PLL y que gira síncronamente con el sistema de referencia DQ. Este aspecto se muestra en la Figura 3. Todas las variables se transforman al sistema de referencia DQ para obtener el modelo final de microrred.

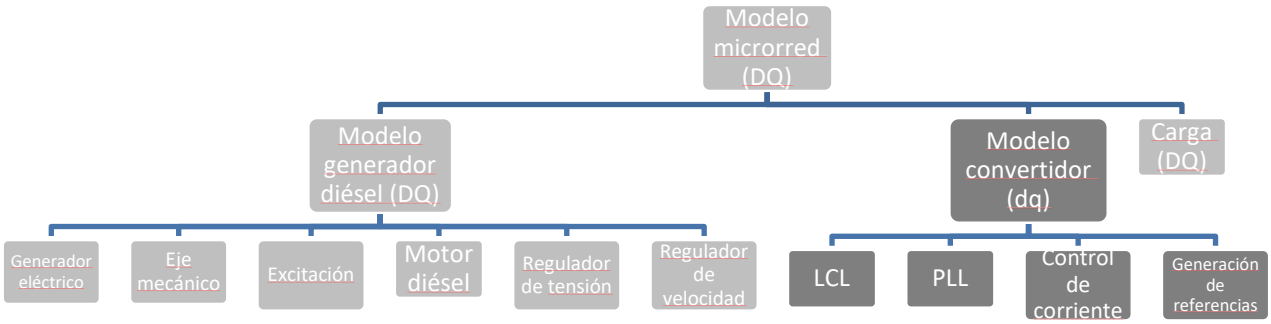



*Figura 3. Esquema del modelado modular de la microrred.*

El modelado de la microrred se ha hecho de forma modular como se puede observar en la Figura 3. La microrred está formada por el generador diésel, el convertidor y la carga. La combinación de los modelos lineales de estos tres dispositivos da lugar al modelo de la microrred. Cada uno de estos dispositivos a su vez está formado por diferentes elementos internos. A partir de la combinación de los modelos de pequeña señal de los elementos internos de cada dispositivo se obtiene el modelo de pequeña señal de ese dispositivo. Los modelos de pequeña señal de los elementos internos se obtienen mediante la linealización entorno al punto de operación de sus modelos no lineales. Cabe destacar que cuando se combinan los modelos de pequeña señal de generador, convertidor y carga se transforman

las variables del convertidor del sistema de referencia local (dq) al sistema de referencia común (sistema de referencia DQ del generador). El modelo de pequeña señal resultante se puede representar como:

$$\begin{bmatrix} \dot{\Delta x_{conv}} \\ \dot{\Delta x_{diesel}} \\ \dot{\Delta x_{carga}} \end{bmatrix} = A_{MG} \begin{bmatrix} \Delta x_{conv} \\ \Delta x_{diesel} \\ \Delta x_{carga} \end{bmatrix} + B_{MG} \begin{bmatrix} \Delta v_{pcc}^{*} \\ \Delta \omega_{pcc}^{*} \\ \Delta p^{*} \\ \Delta q^{*} \end{bmatrix} \quad \text{(Ec.1)}$$

# RESULTADOS

## Validación del modelo

El modelo de pequeña señal de la microrred ha sido validado comparando su respuesta ante diferentes escalones con la respuesta del modelo no lineal. En este caso el modelo no lineal ha sido implementado en Simulink. En la Figura 4 podemos ver las respuestas de la tensión del modelo lineal y el no lineal ante escalones en las variables de entrada del sistema (las referencias de tensión y frecuencia del generador y la referencia de potencia activa del convertidor. Se observa que el modelo lineal predice el comportamiento del modelo no lineal.

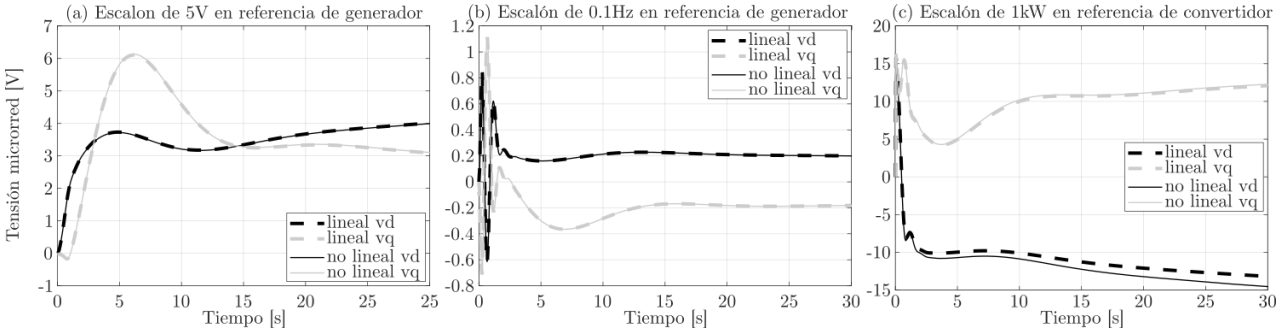



*Figura 4. Respuesta de la tensión de la microrred ante escalones en tensión, frecuencia y potencia*

## Análisis de factores de participación

La Figura 5 representa la matriz de participación de la microrred cuando las referencias de tensión y frecuencia del generador son 230 V y 50 Hz respectivamente, el convertidor está inyectando 2 kW y hay conectada una carga de 22 kW. En la matriz de participación cada fila representa uno de los estados de la microrred y cada columna uno de los autovalores de la microrred. Los autovalores están ordenados de más cercanos al eje imaginario a más alejados. Los colores representan, en una escala de 0 a 1, cuánto participa cada estado en los distintos autovalores de la microrred. La matriz de participación indica que los autovalores que se ven más influenciados por los estados del PLL son los autovalores 3 a 13. Estos autovalores también se ven influenciados por los parámetros mecánicos del generador síncrono, como el par mecánico.

## Análisis de autovalores

La Figura 6 muestra los autovalores de la microrred cuando aumenta el ancho de banda del PLL, para dos niveles diferentes de carga. Esta figura muestra cómo al aumentar el ancho de banda del PLL los autovalores se desplazan hacia la derecha, esto es, la microrred se hace más inestable.

Dependiendo de la potencia inyectada por el convertidor, los valores propios tienen diferentes trayectorias cuando se incrementa el ancho de banda del PLL (Figura 6 (a) y Figura 6 (b)). En el escenario presentado en la Figura 6 (a) (menor potencia entregada por el convertidor) la MG se vuelve inestable con un ancho de banda del PLL entre 19.2 Hz y 20.6Hz. Este rango para el ancho de banda disminuye a 9.8-10.5Hz cuando la potencia inyectada por el convertidor aumenta a 4 kW (Figura 6 (b)).

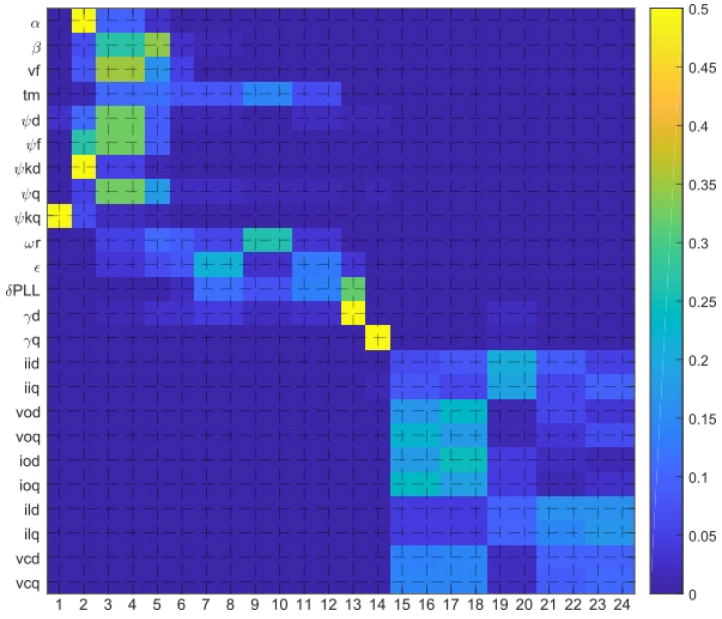



*Figura 5. Factores de participación de la microrred con Pcarga=22kW y Pconv=2kw*

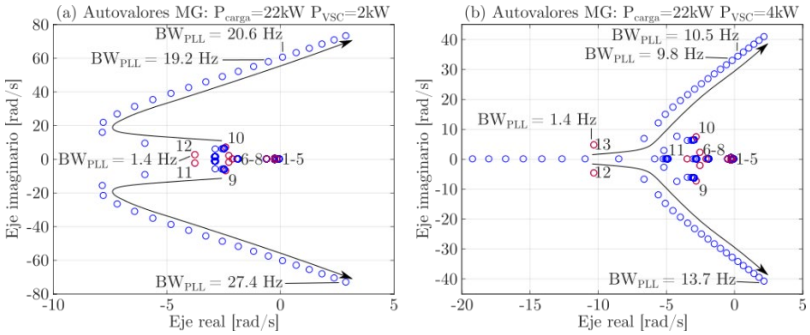



*Figura 6. Trayectoria de los autovalores de la microrred cuando aumenta el ancho de banda del PLL*

## Validación experimental

Los resultados analíticos fueron validados experimentalmente. Para la validación experimental se emuló el comportamiento del generador mediante un convertidor de 75kVA. También se empleó un convertidor de 15kVA y se conectaron diferentes niveles de cargas resistivas.

La Figura 7 muestra una comparación entre las respuestas de la microrred experimental y el modelo lineal desarrollado, ante escalones en la tensión y la frecuencia de referencia del generador. Se aplicaron escalones de 5 V negativos (Figura 7 (a)) y 0,2 Hz negativos (Figura 7 (b)). El modelo lineal propuesto predice el comportamiento de la microrred con bastante precisión. Sin embargo, la respuesta de la microrred experimental presenta oscilaciones adicionales de 300Hz y 1 Hz que no fueron predichas por el modelo lineal. Estas discrepancias podrían estar causadas por la emulación del generador.

También se validaron experimentalmente los límites de estabilidad del ancho de banda del PLL, predichos en la Figura 6. Para ello se fue aumentando el ancho de banda del PLL hasta que el sistema se hizo inestable. Se comprobó experimentalmente que el sistema permanecía estable cuando el ancho de banda era menor que el límite propuesto y se hacía inestable si el ancho de banda aumentaba. Los límites del ancho de banda experimentales resultaron ser superiores a los resultantes del cálculo analítico.

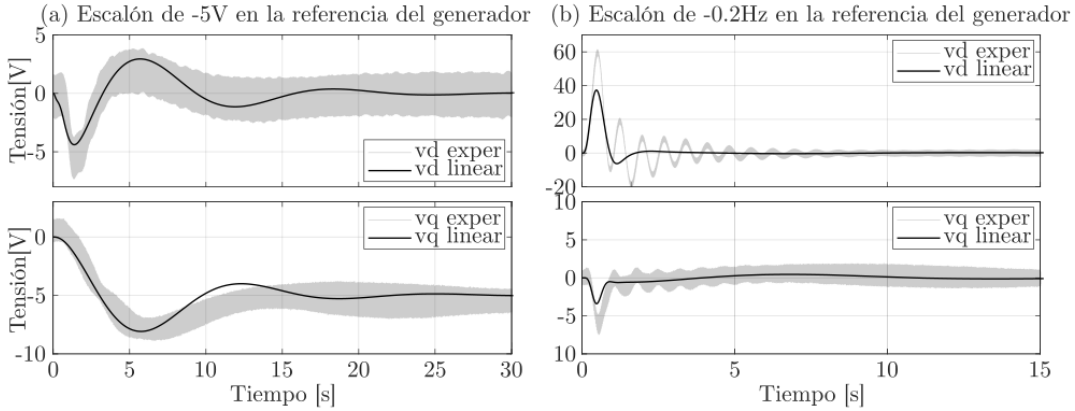



*Figura 7. Respuesta del modelo lineal propuesto y la microrred de laboratorio.*

## CONCLUSIÓN

En este artículo se ha presentado el proyecto Microgrid-On-Chip que propone una solución integral para la operación de microrredes híbridas. Se ha modelado una microrred que incluye convertidores y generadores diésel, para posteriormente estudiar su estabilidad. Se ha estudiado la influencia de los parámetros del PLL en la estabilidad de pequeña señal de la microrred. También se han determinado los límites de estabilidad de la microrred. Este artículo destaca la importancia del diseño de los sistemas de sincronización en la integración de convertidores y generadores diésel en las microrredes. Los resultados obtenidos demuestran el impacto que tienen los parámetros de control de los convertidores en la planificación y la operación de las microrredes.

## AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha sido financiado por: FEDER/Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades – Agencia estatal de Investigación/_Proyecto RTC-2017-6262-3

## REFERENCIAS

[1] I. Boldea, Synchronous Generators. Taylor & Francis Group, 2006.
[2] S. D'Arco and J. A. Suul, "Small-signal analysis of an isolated power system controlled by a virtual synchronous machine," in 2016 IEEE International Power Electronics and Motion Control Conference (PEMC), Sep. 2016, pp. 462–469.
[3] J. V. Knudsen, "Modeling, Control, and Optimization for Diesel-Driven Generator Sets," Ph.D. dissertation, Aalborg Univ., 2017.
[4] P. C. Krause, O. Wasynczuk, and S. D. Sudhoff, Analysis of Electric Machinery and Drive Systems, 2nd ed. Wiley-IEEE Press, Feb. 2002.
[5] P. Kundur, Power system stability and control. New York: McGraw- Hill, 1994.
[6] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Canizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke, G. A. Jimenez-Estevez, and N. D. Hatziargyriou, "Trends in microgrid control," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, July 2014.
[7] N. Pogaku, M. Prodanovic, and T. C. Green, "Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based microgrid," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 22, no. 2, pp. 613–625, March 2007.
[8] A. Yazdani and R. Iravani, Voltage-Sourced Converters in Power Sys- tems: Modeling, Control, and Applications. Wiley, 2010.
[9] "Ieee recommended practice for excitation system models for power system stability studies," IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005), pp. 1–207, Aug 2016.
[10] https://www.norvento.com/convertidores-norvento-gridmaster/ (28 septiembre 2020)

# CREACIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA VIRTUAL PARA AUMENTAR LA FLEXIBILIDAD DE LA RED ELÉCTRICA CERRADA DE LA ISLA DE EL HIERRO

**Oleksandr Novykh, Juan Albino Méndez Pérez y Benjamín González-Díaz,** Dep. Informática y Sistemas, Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología, Universidad de La Laguna
I**gor Sviridenko**, Departamento de Estructuras Energéticas, Instituto Marítimo, Universidad Estatal de Sebastopol
**Dmitry Vilenchik**

**Resumen:** Cualquier sistema de energía se caracteriza por un cambio constante en el tiempo en la carga en la red eléctrica. Esto es especialmente cierto en el caso de los sistemas de energía cerrados que se encuentran en islas pequeñas. En última instancia, estas fluctuaciones en la carga de tiempo en la red eléctrica conducen a una pérdida significativa de eficiencia en el uso del combustible original o fuente de energía renovable. Desafortunadamente, las tecnologías existentes para la acumulación de energía eléctrica son bastante caras e ineficientes desde un punto de vista económico. En los últimos años, muchas fábricas han estado trabajando en la gestión activa de los consumidores de energía eléctrica, lo que hace posible optimizar el consumo de energía eléctrica en todos los niveles del sistema energético. El uso de la tecnología de las centrales eléctricas virtuales como parte de las centrales híbridas con consumidores activos permite igualar significativamente la carga en la red eléctrica y, como resultado, mejorar significativamente la eficiencia del sistema de energía híbrida en general.

**Palabras clave:** Plantas de energía híbridas; centrales eléctricas virtuales; Consumidores activos.

## INTRODUCCIÓN

Cualquier sistema de energía se caracteriza por un cambio constante en el tiempo en la carga en la red eléctrica. Esto es especialmente cierto en el caso de los sistemas de energía cerrados que se encuentran en islas pequeñas. En última instancia, estas fluctuaciones en la carga de tiempo en la red eléctrica conducen a pérdidas significativas en la eficiencia del uso del combustible original.

Recientemente, en todas partes, incluso en las islas, para la generación de energía eléctrica, las fuentes de energía renovables, como el viento y el sol, se han vuelto muy activas. Sin embargo, la potencia de estos tipos de generadores de energía eléctrica se caracteriza por fuertes fluctuaciones en el tiempo, que deben compensarse por el uso de otros tipos de generadores o baterías de energía eléctrica. Si la participación del uso de fuentes de energía renovable en el balance general de la producción de energía eléctrica es significativa, esto conduce a dificultades adicionales y pérdidas adicionales en el sistema energético. La máxima eficiencia en la operación del sistema de energía es posible solo al igualar en el tiempo la carga en la red eléctrica.

La razón principal del constante cambio en el tiempo de la carga en la red eléctrica es el caótico encendido y apagado de un gran número de consumidores. Además, la generación de energía eléctrica utilizando fuentes de energía renovables también se caracteriza por fluctuaciones significativas en el tiempo. Alinear la carga de dos maneras:

- Asegurar la acumulación de energía eléctrica utilizando dispositivos especiales en el período de exceso de energía eléctrica en la red y el uso de energía almacenada durante el período pico.
- Gestión activa de los consumidores de energía eléctrica al encenderlos y apagarlos, dependiendo de la carga en la red eléctrica.

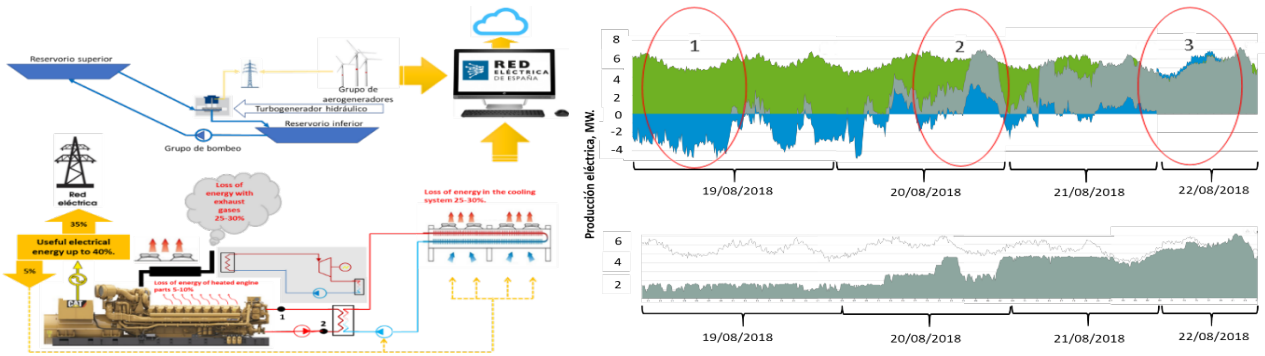
Desafortunadamente, las tecnologías existentes para la acumulación de energía eléctrica son bastante caras e ineficientes desde un punto de vista económico. Los más difundidos en este momento recibieron la acumulación de tecnología. Sin embargo, por un lado, esta tecnología requiere gastos de capital bastante grandes y, por otro lado, durante cada ciclo de carga y descarga, la pérdida de energía eléctrica es más del 30%.

En los últimos años, muchas fábricas han estado trabajando en la gestión activa de los consumidores de energía eléctrica, lo que hace posible optimizar el consumo de energía eléctrica en todos los niveles del sistema energético. Han aparecido nuevos términos, como "casa inteligente", "ciudad inteligente", "planta de energía virtual", etc. Todo esto ha sido posible gracias a la amplia difusión de las modernas tecnologías de la información. Al mismo tiempo, si una "casa inteligente" o "ciudad inteligente" le permite optimizar el consumo de energía de un objeto en particular y reducir sus pérdidas de energía, la "planta de energía virtual" optimiza la colaboración de un gran número de generadores de energía eléctrica descentralizados y consumidores, lo que en última instancia le permite administrar activamente la carga En la red eléctrica.

El término "planta de energía virtual" apareció hace solo unos años. Es por eso que en la literatura no existe una definición clara e inequívoca de este término. Algunos autores consideran la planta de energía virtual como una comunidad digital de generadores descentralizados, que utilizan principalmente fuentes de energía renovables (biogás, energía eólica, plantas de energía solar e hidroeléctrica) y otros productores de electricidad descentralizados [1]. Otros autores agregan al generador de energía eléctrica baterías más descentralizadas, que proporcionan la acumulación de electricidad en ciertos intervalos de tiempo [2]. En tercer lugar, a los elementos que ya figuran en la lista agregue "consumidores activos", que pueden activarse o desactivarse mediante un comando desde un único centro de información [3]. Sin embargo, primero se debe entender que las plantas de energía virtual permiten el control remoto de energía utilizando sistemas de software modernos que proporcionan al usuario final los datos necesarios para tomar una decisión informada y, al mismo tiempo, pueden responder rápidamente a las cargas en constante cambio [4]. Por lo tanto, la composición de una planta de energía virtual puede incluir generadores descentralizados de energía eléctrica y baterías descentralizadas y cualquier consumidor de energía eléctrica. El objetivo principal de una central eléctrica virtual es aumentar la eficiencia del funcionamiento de todo el sistema de energía en su conjunto, y no sus elementos individuales. Aunque este último no está excluido en los sistemas locales.

## Plantas de energía híbridas

Las plantas de energía híbrida modernas incorporan los siguientes elementos principales: un generador de energía eléctrica que utiliza una fuente de energía renovable (viento o sol), un sistema de almacenamiento de energía y un motor térmico. El último elemento, como regla, realiza simultáneamente dos funciones: proporciona un suministro de energía estable durante el período de reducción o ausencia completa de una fuente de energía renovable, y también proporciona compensación por las repentinas fluctuaciones de carga en la red eléctrica. Por supuesto, es posible regular las fluctuaciones de carga en la red eléctrica utilizando un sistema de almacenamiento de energía, pero esto no siempre es posible y económicamente viable. Las tecnologías modernas de almacenamiento de energía tienen una cierta inercia, que no permite un cambio rápido en la potencia de generación. Además, en algunos casos, esto conduce a una pérdida suficientemente grande de energía eléctrica. Esto se aplica especialmente a los sistemas de hidroacumulación de energía eléctrica.




a) b)

*Figura 1. a) Diagrama esquemático de la central híbrida de Gorona del Viento. b) El horario de funcionamiento de la central eléctrica de Gorona del Viento durante cuatro días. El gráfico superior muestra el trabajo total de todos los elementos: - producción de electricidad mediante generadores eólicos; - generación de electricidad mediante una central de bombeo; - generación de energía mediante generadores diésel de respaldo. En el gráfico inferior, solo se destaca la potencia de los generadores diesel de respaldo (el gráfico se basa en los datos estadísticos proporcionados en el sitio web oficial de Red Eléctrica de España S.A.).*

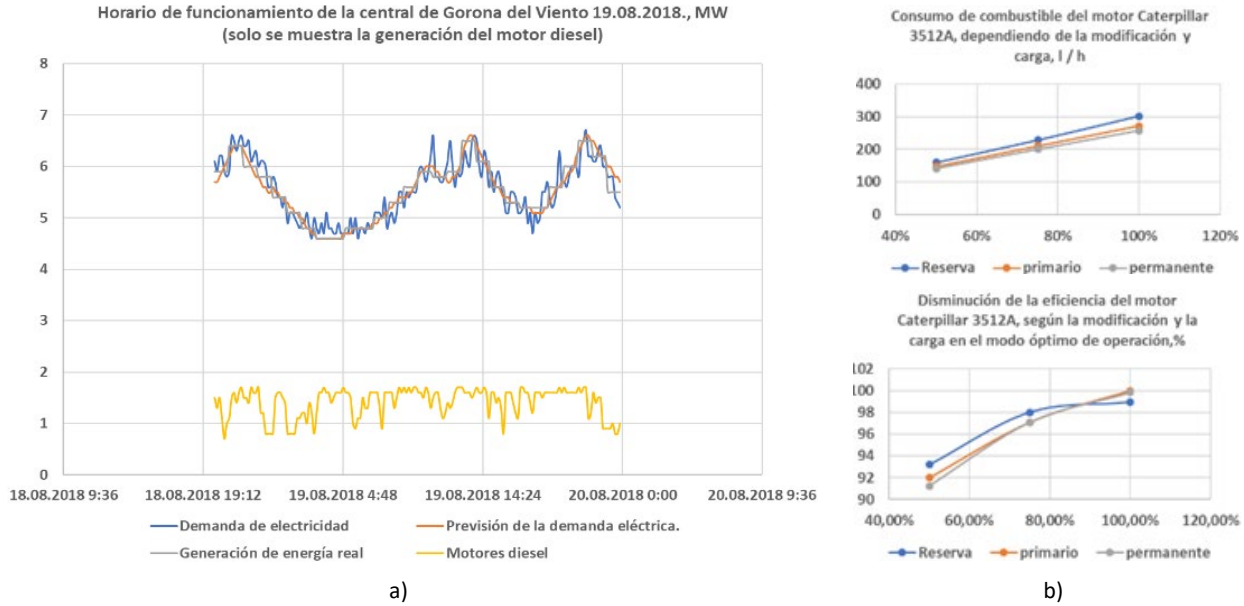
Uno de los ejemplos más típicos de una central eléctrica híbrida es la central eléctrica de Gorona del Viento, que se encuentra en la isla de El Hierro. El diagrama esquemático de esta central eléctrica se muestra en la Figura 1 a.

Toda la información sobre el funcionamiento de los elementos principales de la central eléctrica de Gorona del Viento se digitaliza y transmite en tiempo real al sistema de gestión unificado de Red Eléctrica de España. Por lo tanto, cualquier usuario de Internet puede monitorear la situación en la red eléctrica de la isla de El Hierro en tiempo real.

## Virtual Power Plant

La presencia del sistema de información de Red Eléctrica de España como parte de la central híbrida de Gorona del Viento le permite crear una planta de energía virtual en la isla de El Hierro que administrará "consumidores activos", que equilibrarán la carga en la red eléctrica y, por lo tanto, aumentarán la eficiencia de la red eléctrica de toda la isla. En primer lugar, las máquinas de refrigeración, los acondicionadores de aire centrales, los calentadores de agua eléctricos, las calderas eléctricas de agua, etc. deben considerarse como "consumidores activos". Algunas modificaciones de estos dispositivos son capaces de acumular energía térmica y desconectarse de la red eléctrica durante algún tiempo sin perjudicar el rendimiento de su función principal.

Permítanos señalar, por ejemplo, el horario de operación de los generadores diésel de la central eléctrica de Gorona del Viento por un día el 19 de agosto de 2018 (Figura 2a).




a) b)

*Figura 2 a) El horario de funcionamiento de la central de Gorona del Viento 19/08/2018. (El gráfico se basa en las estadísticas proporcionadas en el sitio web oficial de Red Eléctrica de España S.A.). b) Pérdidas de energía al cambiar la carga de los generadores diésel utilizando el ejemplo de un motor Caterpillar 3512A (los datos para los cálculos se toman de la documentación técnica del motor Caterpillar 3512A).*

Como se puede ver en la gráfica de la Figura 2a, La potencia de los generadores diésel cambia constantemente en el tiempo, lo que se debe a los cambios en la carga de la red eléctrica. Tal trabajo de los motores diésel conduce a pérdidas adicionales de combustible, lo que reduce la eficiencia de la planta de energía. Suponga que los motores Caterpillar 3512A modernos se utilizan como generadores diésel, que en el modo principal tienen una potencia nominal de 965 kW. Para garantizar la carga máxima se requerirá el funcionamiento paralelo de dos de estos motores. El consumo de combustible de estos motores depende naturalmente del nivel de potencia.

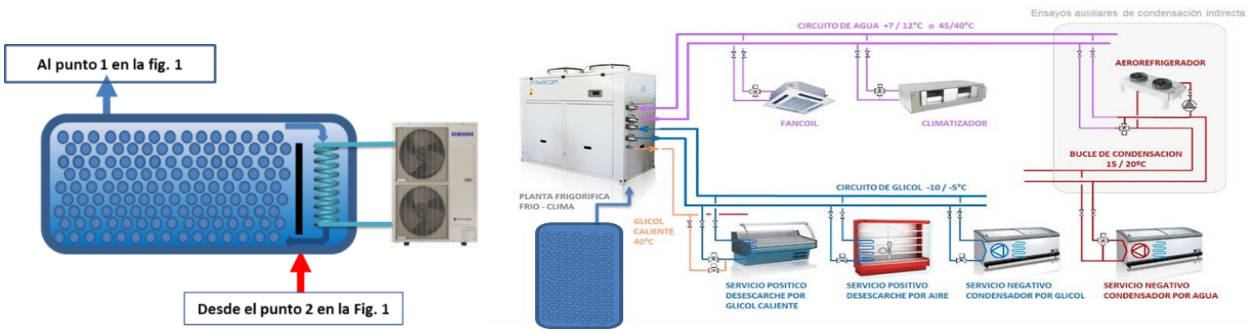
Como se puede ver en los gráficos Figura 2b con una caída en la carga de los generadores diésel, su eficiencia disminuye y el consumo específico de combustible aumenta. Cuanto mayor sea la desviación de la potencia nominal, mayor será el consumo específico de combustible por unidad de potencia.

Debido a las fluctuaciones en la carga de los motores diésel, como se muestra en el gráfico de la Figura 2a, el consumo excesivo de combustible en comparación con el consumo específico de combustible en el modo nominal fue de 514 litros por día para ambos motores o de 257 litros por día por cada 1 MW de potencia del motor. Por lo tanto, al operar los motores diésel de la central eléctrica de Gorona del Viento a plena capacidad, como se muestra en la Figura 1b del 22 de agosto de 2017, el consumo excesivo total de combustible será de más de 1,800 litros de combustible diésel por día. Esta es una pérdida bastante alta.

Para reducir estas pérdidas de combustible diésel de dos maneras. La primera forma es instalar una gran cantidad de motores diésel de bajo consumo, aproximadamente 200–300 kW cada uno. Individualmente, el motor funcionará en modo nominal, y el cambio de carga en la red eléctrica se puede ajustar apagando un cierto número de motores. Cuanto menor sea la potencia de cada motor individual, más suave se puede hacer el control de potencia. Tal camino es técnicamente posible, pero no económicamente viable.

La segunda forma es crear una planta de energía virtual utilizando pequeños acumuladores de energía y consumidores activos (Figura 4a). Este camino es más sencillo y más prometedor. La esencia de este método es que el generador diésel funciona a la vez que la potencia constante. Además, esta potencia puede variar en un cierto rango, como consecuencia de las fluctuaciones de la carga en la red eléctrica (línea azul, Figura 4a) Si la carga en la red eléctrica aumenta, entonces se iniciará de manera gradual de los usuarios activos (zona roja, Figura 4a). Si hay una disminución en la carga de la red eléctrica, por el contrario, se incluyen los consumidores activos. Por lo tanto, la carga en la red eléctrica cono constante, lo que garantiza un funcionamiento óptimo y eficiente de los motores diésel.

Los enfriadores, especialmente los inversores, que pueden cambiar su potencia sin problemas, son los más adecuados como consumidores activos para una planta de energía virtual de este tipo. Especialmente, cabe señalar que ya en la composición de la central eléctrica de Gorona del Viento existen elementos que pueden utilizarse para equilibrar la carga en la red eléctrica. En la figura 1a. Se muestra que el enfriamiento de los motores diésel se realiza mediante torres de enfriamiento seco, que incorporan ventiladores eléctricos. Para desviar a la atmósfera toda la energía térmica del sistema de refrigeración y el circuito de utilización de un motor de aproximadamente 1 MW, se requerirá una potencia total del ventilador de al menos 50 kW. Para dos motores, la potencia total del ventilador será de 100 kW. Si entre los puntos 1 y 2 de la Figura 1a se encienden un acumulador de agua fría con elementos de congelación y una bomba de calor, entonces, durante la carga máxima en los motores, los ventiladores y las bombas de circulación del circuito de enfriamiento pueden apagarse sin afectar el funcionamiento normal del motor diésel. En la Figura 3a se muestra un diagrama esquemático de dicho acumulador de agua fría, que es un recipiente con aislamiento térmico lleno de anticongelante. Dentro del tanque hay elementos de congelación esféricos que aumentan significativamente la capacidad de almacenamiento de este diseño. El anticongelante es enfriado por un enfriador inversor, que puede ajustar suavemente la capacidad de enfriamiento.




a) b)

*Figura 3 a) Acumulador de agua fría con elementos de congelación esféricos. b) Sistema de enfriamiento centralizado de un gran supermercado [5].*

Al mismo tiempo, no es necesario construir contenedores especiales para dicho diseño. Puede usar baterías de agua fría estándar, que son producidas por la industria hasta 5,000 litros.

El uso de este diseño compensará los saltos de carga a corto plazo dentro de los 100 kW simplemente apagando los ventiladores y las bombas de circulación de las torres de enfriamiento seco del sistema de enfriamiento del motor diésel. Cuando la carga cae, los ventiladores se encienden y compensan una disminución en la potencia de los consumidores a 100 kW. Con una caída adicional en la carga, la bomba de calor se enciende y congela los acumuladores de frío para su uso posterior en el sistema de refrigeración de los motores diésel.

El segundo grupo de consumidores activos, que debería incluirse en la composición de la planta de energía virtual, son los sistemas de enfriamiento centralizados de supermercados y tiendas grandes y medianas (Figura 3b).

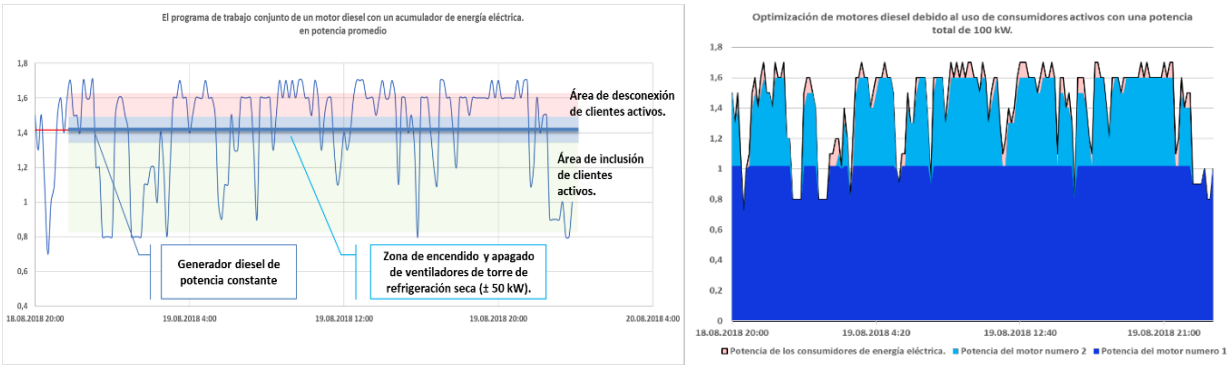
Por ejemplo, el almacén promedio del sistema “5 Océanos” está equipado con congeladores potentes para almacenar productos alimenticios que consumen al menos 200 kWh de energía eléctrica por día. Esto es suficiente para compensar parcialmente las fluctuaciones en la carga en la red eléctrica. En principio, incluso los refrigeradores domésticos pueden incluirse en la composición de una central eléctrica virtual. Su poder es, por supuesto, insignificante, pero están presentes en cada hogar y hay muchos de ellos. Según las estadísticas, la potencia total de todos los refrigeradores domésticos es al menos el 15% de la potencia de todos los consumidores domésticos.

## Algoritmos de administración de energía virtual

Para optimizar el funcionamiento de la central eléctrica de Gorona del Viento utilizando la tecnología de una central eléctrica virtual, se pueden aplicar una variedad de algoritmos de control. Algunos algoritmos pueden reducir la pérdida de un elemento de una planta de energía híbrida, mientras que otros algoritmos le permiten optimizar la eficiencia de todo el complejo energético. Considere varias variantes posibles de tales algoritmos.

***Optimización de motores diésel y turbinas hidráulicas.***

Si la potencia de los consumidores activos no es suficiente para igualar completamente la carga de los motores de combustión interna o una turbina hidráulica, entonces es posible aplicar un algoritmo para cortar los picos de carga. La esencia de este algoritmo es utilizar el retardo de aumento de potencia durante un cierto período de tiempo. Si después de un retraso la potencia de los consumidores continúa creciendo, la potencia del motor aumenta. Si no hay un aumento adicional en la potencia, se corta el pico de la carga. Por ejemplo, este algoritmo de control se puede demostrar utilizando el ejemplo de operación del motor 19/08/2018 (gráfico Figura 4b).




a) b)

*Figura 4 a) Programar central eléctrica virtual. b) Programar de generadores diésel que utilizan consumidores activos.*

El uso de este algoritmo hizo posible estabilizar casi completamente el funcionamiento del primer motor al nivel de la carga nominal y estabilizar parcialmente el funcionamiento del segundo motor. En última instancia, esto llevó a una reducción en el consumo diario de combustible de 350 litros. Del mismo modo, es posible estabilizar el funcionamiento de la turbina hidráulica, lo que también conducirá a un aumento de su eficiencia.

***Mejora de la eficiencia de bombas y turbinas hidráulicas.***

En la sección anterior, se mostró un algoritmo para suavizar los picos de carga en la red eléctrica apagando los consumidores activos. Sin embargo, el algoritmo inverso también es posible, que consiste en forzar a los consumidores activos a operar a ciertos intervalos. Las bombas y las turbinas hidráulicas funcionan eficazmente en un amplio rango de carga. Sin embargo, tan pronto como la carga en estos elementos disminuye al nivel inferior máximo, su eficiencia disminuye considerablemente. Por ejemplo, las turbinas Pelton instaladas en la central hidroeléctrica de Gorona del Viento tienen una potencia nominal de 2.830 kW. En este caso, según la fuente [6], el límite inferior de potencia permitido en el sistema de regulación es del 10% o 280 kW. En el modo de operación nominal, el consumo de agua es de 636 m3 / MWh. Y cuando opera con una carga del 10% del nominal, el consumo de agua aumenta dramáticamente a 890 m3 / MWh, por lo tanto, se perderán irremisiblemente 254 m3 de agua, y se perderán irremisiblemente 400 kWh de energía eléctrica en el lugar con ellos. Si en este momento, enciende a la fuerza a los consumidores activos con una potencia total de aproximadamente 283 kW, entonces estas pérdidas pueden evitarse casi por completo. Por lo tanto, el consumo de agua permanecerá casi sin cambios, y la producción de electricidad dentro de una hora

aumentará de 283 kW a 500 kW (aproximadamente). Del mismo modo, puede aumentar la eficiencia de las bombas. Se puede utilizar energía eléctrica adicional para cargar baterías frías en el sistema de enfriamiento de generadores diésel y otros consumidores activos.

El algoritmo de control de una central eléctrica virtual en este caso también es bastante simple. Cuando la carga de una turbina o bomba hidráulica cae, el sistema comienza a conectar a los consumidores activos y mantiene la carga en un nivel óptimo. Si en la siguiente etapa la carga en la red continúa cayendo, y el potencial de los consumidores activos se consume por completo, el sistema simplemente apaga la turbina o bomba hidráulica. La reducción adicional de su poder simplemente no es económicamente viable y solo conlleva pérdidas adicionales.

## Conclusiones y perspectivas

1. La aplicación de la tecnología de las centrales eléctricas virtuales como parte de las centrales híbridas mejorará significativamente la eficiencia de todo el sistema de energía, especialmente en las islas. Debe destacarse particularmente que la tecnología propuesta mejorará significativamente la eficiencia del sistema de acumulación hidráulica de energía eléctrica. Las pequeñas fluctuaciones a corto plazo de la carga en la red eléctrica de hasta 200–300 kW se compensarán con una central eléctrica virtual, que estabilizará el funcionamiento de las turbinas hidráulicas y las bombas de agua al nivel de potencia óptimo. Además, esta tecnología reducirá la pérdida de combustible durante el funcionamiento de los generadores diésel.
2. La acumulación de energía en los acumuladores de frío se produce debido a la reducción de las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de almacenamiento por bombeo y no requiere costos adicionales. En el futuro, la energía acumulada se utiliza para reducir el consumo de combustible de los generadores diésel, lo que permite obtener un efecto económico adicional significativo. Además, los consumidores activos utilizan parcialmente para su trabajo energía eléctrica adicional, que se obtiene al reducir las pérdidas, lo que en última instancia conduce a un aumento en la eficiencia de todo el complejo energético en su conjunto.
3. Inverter chillers allow you to smoothly adjust the cooling capacity and, consequently, the smooth change in energy consumption. This allows you to smoothly regulate the load in the electrical network.
4. En este documento, se mostró la eficiencia de la planta de energía virtual con una pequeña potencia total de consumidores activos dentro de los 100 a 200 kW. Sin embargo, la mayoría de estos consumidores activos son elementos de la central eléctrica de Gorona del Viento. A medida que crezca el número y la capacidad de los consumidores activos, aumentará la eficiencia de toda la central eléctrica. Para los consumidores activos dados en este trabajo, será posible agregar varios calentadores eléctricos potentes, tanto industriales como domésticos, sistemas de enfriamiento de equipos industriales, etc.

## REFERENCCIAS

[1] Виртуальная электростанция Next Pool: 4 ГВт по итогам 2017 года - RenEn. [En línea] http://renen.ru/virtual-power-plant-next-pool-4-gw-by-the-end-of-2017/.
[2] UK Power Networks - Electricity network plan to launch London's first 'virtual power station'. [En línea] https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/news-and-press/first-virtual-power-station.html.
[3] What is a Virtual Power Plant? [En línea] https://www.next-kraftwerke.com/vpp/virtual-power-plant.
[4] Virtual Power Stations or Virtual Power Plants (VPS/VPP) | Powerstar. [En línea] https://powerstar.com/virtual-power-stations/.
[5] Presentation Eficiencia Supermarket - INTARCON. [En línea] http://www.intarcon.com/en/presentacion-eficiencia-supermarket/.
[6] Taveira, Nuno, y otros. The Hybrid Power Plant in El Hierro Island: Facts and Challenges from the Wind Farm Perspective. 11,62913,150.

# LA MICROGRID DEL CAMPUS IMT GRENOBLE USA MODELOS DE PREDICCIÓN E INTELIGENCIA ARTIFICIAL PARA PREDECIR EL USO DE LA ENERGÍA

**Joaquim Daura**, Active Energy Management Director, Schneider Electric

**Resumen:** Schneider Electric, y la Cámara de Comercio de Grenoble lanzaron el Proyecto LearningGrid en el "Institut des Métiers et des Techniques (IMT). Es un proyecto único de construcción de una red eléctrica inteligente entre todos los edificios de las IMT que consiste en un sistema de gestión agrupado de la producción solar y cogeneración, el almacenamiento y las cargas de los edificios interconectará la red eléctrica y la red de calefacción urbana. En su corazón un edificio de 400 m2 de nueva construcción, un "energy cockpit" para centralizar todas las instalaciones locales. El proyecto con 2 objetivos, uno técnico de reducción consuno de energía e integración de renovables y otro de formación Learning Grid para especialistas en energía al mismo tiempo que capacita a los futuros profesionales de otros ámbitos a que entiendan la gestión de la energía como parte de su formación profesional.

**Palabras clave:** Smart Grid, gestión de la energía, modelos de predicción, uso de la energía.

## INTRODUCCIÓN

El IMT de Grenoble es un laboratorio vivo de 3.000 personas que proporciona a cada sector - automoción, construcción, catering, servicios, atención, etc. - los medios para tener la mejor formación en temas de energía es sólo uno aspecto del proyecto. Porque, en términos más generales, el LearningGrid de Grenoble funciona como una "ciudad inteligente" de 3.000 habitantes, con espacio en el aula o talleres que requieren calefacción, iluminación, fuente de alimentación para equipos diurnos y catering, actividades de alojamiento, que requieren energía al consumo máximo (entre las 6 p.m. y las 10 p.m. en invierno).

La MicroGrid diseñada e implementada por Schneider Electric es la primera, con sus tecnologías avanzadas y sistemas innovadores de gestión de energía. Reduce el consumo de energía y la huella del campus de las IMT hasta en un 30%.

Los objetivos han sido:

- Reducir la cantidad de energía de un proveedor externo en un 30%
- Obtener el 15% del consumo total del sitio al proporcionar energía renovable independiente
- Alcanzar el 30% de la producción local en autoconsumo
- Reducción del gasto energético del campus en un 10%

## FUNCIONAMIENTO DE LA LEARNINGGRID DE GRENOBLE

En un día típico, las soluciones de control cargan las baterías cuando la tarifa del proveedor de electricidad está en su nivel más bajo. La MicroGrid consume la energía proporcionada por los paneles fotovoltaicos y descarga baterías cuando el precio sube. En situacione de demanda de energía excepcional de la red (por ejemplo, los picos de frío), la MicroGrid ofrece un bloque de flexibilidad (hora de inicio, hora de finalización, energía disponible) al regulador de energía (RTE), y la activa si se autoriza.

### Supervisión para el seguimiento del consumo en tiempo real

- 600 contadores eléctricos
- 80 contadores térmicos
- 130 contadores de agua
- 15 contadores de gas
- 1 estación meteorológica

### Supervisión para la gestión de recursos de flexibilidad

- "Gestión de la Tarifa" para optimizar los gastos energéticos del campus
- "Demand/Response" para gestionar la capacidad de respuesta a la demanda

## Supervisión para la gestión de la calefacción y la iluminación

- Gestión de 16 circuitos de calentamiento de subestaciones (en los edificios B1, B3, B4, B6)
- Gestión de 5 plantas de tratamiento de aire (CTA)
- Gestión de 10 talleres (calefacción e iluminación)
- Gestión de 50 aulas (calefacción e iluminación)
- Gestión de la cogeneración

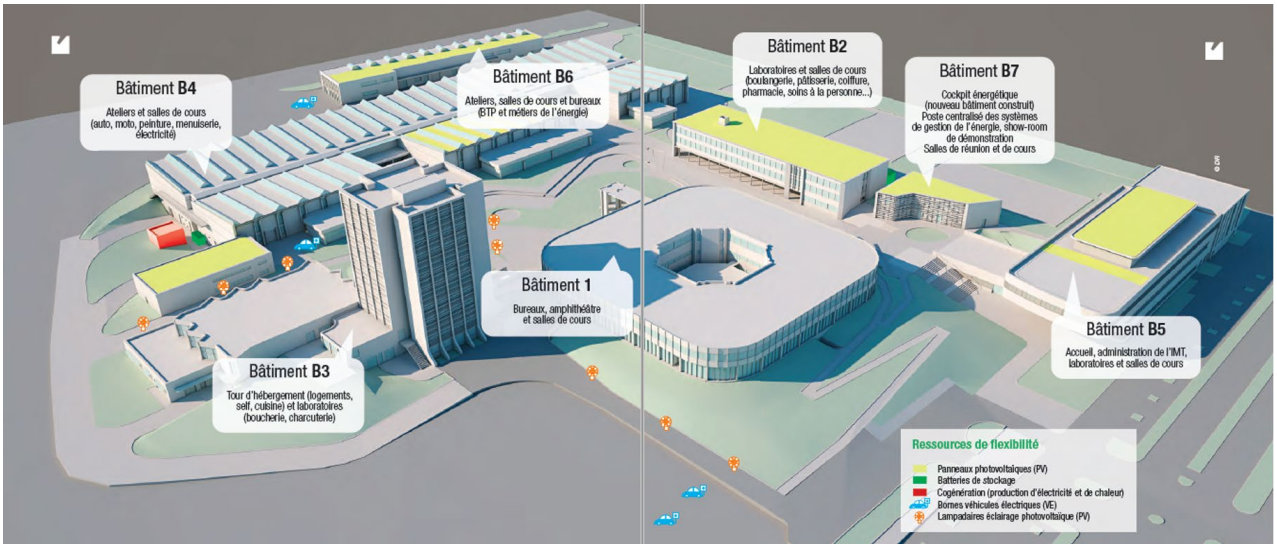



*Figura 1. Mapa de edificios y de recursos de flexibilidad.*

## Una arquitectura técnica única y replicable

Pero la MicroGrid de grenoble va aún más allá: combina, además de la energía eléctrica y la red de calor, el suministro de gas. Se basa en un uso masivo de las tecnologías (Internet de las cosas) para recopilar, transmitir datos y hacer que los edificios se comuniquen. También se basa en las herramientas de predicción, modelado y optimización alojadas en la "energy cockpit" (el único edificio construido como parte del proyecto). Estos, dependiendo de la evolución del clima, deciden" las opciones más eficientes gracias a los algoritmos y soluciones de inteligencia artificial desarrollados por Schneider Electric (entre el autoconsumo de la energía producida o la redistribución a redes externas, por ejemplo). La arquitectura general del sistema está demostrando ser totalmente innovadora, totalmente adaptada al campus, se han instalado 800 contadores inteligentes para lograr las finalidades pedagógicas del proyecto – al mismo tiempo, reproducible a otros casos de uso.

Las soluciones implementadas incluyen:

1. Sistema de gestión activa de la energía
2. Sistema de modelización e Inteligencia artificial para predecir el uso de la energía
3. Productos conectados y software para transferir o almacenar las cargas en función de la necesidad
4. Estaciones de recarga de vehículo eléctrico

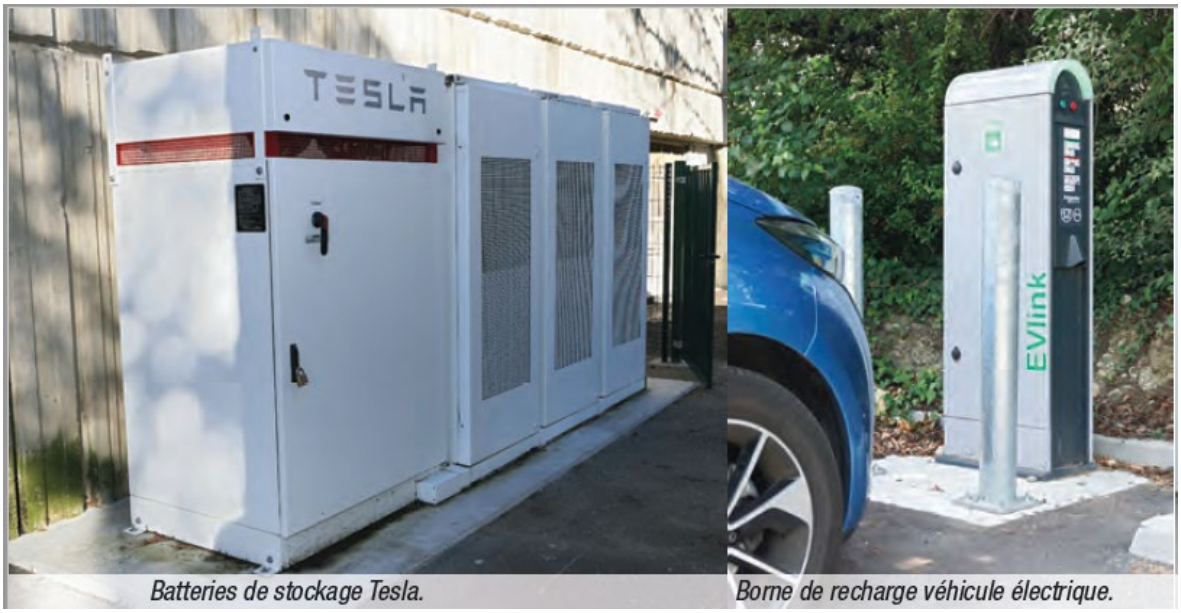



*Figura 2. Soluciones de almacenamiento y recarga de vehículos eléctricos*

## RESULTADOS

- Optimización del rendimiento energético de los edificios del campus LearningGrid de Grenoble, proporcionando un 15% de energía renovable y automática al menos el 30% de la producción local (el resto de la energía producida se suministra a la red, dependiendo de las ventas y las tarifas de recompra de energía). Gracias a las soluciones técnicas desplegadas, las emisiones de gases de efecto invernadero se reducen en un 30%.
- Ahorro de instalaciones energéticas reduciendo las facturas totales de energía en un 10%.

## AGRADECIMIENTOS

Desde Schneider Electric y a través de esta publicación agradecemos a la Cámara de Comercio e Industria de Grenoble por apostar por nuestras soluciones para diseñar e implementar la Learning Grid: una innovación pedagógica y tecnológica en la era de la transición energética.

## CONCLUSION

El campus está equipado con una infraestructura autónoma de generación de electricidad (gracias a paneles fotovoltaicos), capacidad de almacenamiento, herramientas de control y gestión inteligente de la energía diseñada para facilitar el autoconsumo de la electricidad producida localmente. Instalaciones de última generación y de gran valor para los cursos a través de la asociación con el Escuela Schneider Electric.

## REFERENCIAS

[1] Grenoble Alpes metrópole, 2019, LE PREMIER "LEARNING GRID" EUROPÉEN INAUGURÉ À GRENOBLE Geothermal Energy, E. & F.N. Spon Ltd, Londres, https://www.grenoblealpesmetropole.fr/actualite/627/104-le-premier-learning-grid-europeen-inaugure-a-grenoble.htm
[2] Présences Grenoble, Supplément juin 2019 - n°300, https://www.presences-grenoble.fr/actualites-economie-verte-smart-city-grenoble/learninggrid-grenoble-premier-microgrid-europeen.htm
[3] Schneider Electric, EcoStruxure™ Microgrid Advisor https://www.se.com/es/es/work/solutions/microgrids/ecostruxure-microgrid-advisor.jsp?videoid=Is6lxguwgQk
[4] Schneider Electric, EvLink estaciones de recarga de vehículo eléctrico https://www.se.com/es/es/product-category/1800-carga-veh%C3%ADculo-el%C3%A9ctrico/

# PILOTO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE VIESGO

**Gabriel Pellicer López**, Responsable de Control de Construcción y Trabajos en el Territorio de Cantabria y Castilla y León, Viesgo Distribución
**Moisés Canales Laso**, Responsable de Informes de Operación de Red, Viesgo Distribución
**Miguel Ángel Pérez Pérez**, Responsable de Oficina Técnica, Zigor R&D

**Resumen:** La descarbonización del sistema eléctrico hacia un modelo renovable hace necesario que se adopten soluciones que ayuden a flexibilizar el modelo actual, pasando a convertirse el almacenamiento de energía en uno de los pilares de esta transición energética. Viesgo Distribución Eléctrica S.L. ha llevado a cabo un proyecto piloto en San Vicente del Monte (Valdáliga, Cantabria) basándose en la tecnología de convertidor y baterías de iones de Litio de ZIGOR Corporación que ha permitido mejorar la calidad de suministro, y asegurar la continuidad del mismo ante posibles incidencias en la red MT / BT de alimentación de esta localidad. Este sistema de almacenamiento, además de ser capaz de funcionar de forma autónoma, se ha integrado en la operativa del Centro de Control de la Compañía pudiendo ser monitorizado y operado desde el mismo mediante la incorporación de las señales, alarmas y mandos que lo permiten.

**Palabras clave:** Baterías de Litio, almacenamiento de energía, Centro de Control, SCADA, transición energética.

## INTRODUCCIÓN

Uno de los principales retos del sector energético para los próximos años es el almacenamiento de energía, convirtiéndose además en uno de los pilares para la transición energética hacia una economía descarbonizada.

La red eléctrica es un sistema complejo en el que la generación y la demanda deben ser iguales en todo momento, y el almacenamiento de energía se ha convertido en un elemento clave para conseguir este equilibrio, permitiendo gestionar de manera flexible tanto los perfiles de generación como los perfiles de consumo de energía eléctrica.

El almacenamiento consiste en la captura de energía generada sobrante en un cierto momento para ser usada en el futuro, cuando sea necesario, y las nuevas tecnologías de almacenamiento se convierten en elementos fundamentales de las redes eléctricas inteligentes del futuro.

En este sentido, Viesgo ha llevado a cabo un piloto de almacenamiento de energía en la localidad de San Vicente del Monte, perteneciente al Ayuntamiento de Valdáliga (Cantabria) reforzando su infraestructura de red eléctrica con una solución respetuosa con el medio ambiente, mejorando la calidad del suministro y asegurando el suministro de energía de sus viviendas y negocios ante posibles incidencias en la red.

Uno de los principales objetivos del proyecto es la integración de este sistema en la operativa del Centro de Control de Viesgo, pudiendo ser monitorizado y operado desde el mismo. Esta integración permite una mayor eficiencia y control de los diferentes modos de uso del sistema.

## DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Viesgo, apoyándose en la tecnología de ZIGOR Corporación, ha instalado en San Vicente del Monte este proyecto de almacenamiento de energía, basado en un sistema de baterías de litio, y con unas características técnicas de 250 kVA de potencia y 232 kWh de energía.

El sistema de almacenamiento está conectado en Baja Tensión a una de las salidas del cuadro de Baja Tensión del Centro de Transformación tipo intemperie (160 kVA) que se encuentra en esta localidad, realizando la conexión/desconexión de la red MT/BT que lo alimenta mediante dos interruptores BT telemandados (Acometida y Protección).

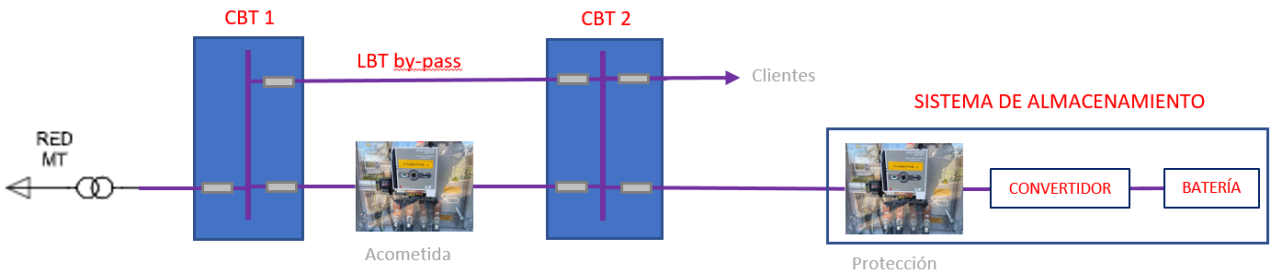



*Figura 27. Esquema de interconexión del sistema de almacenamiento.*

El Centro de Transformación de San Vicente del Monte está conectado en una de las derivaciones en antena de la Línea MT 12 kV Cabezón – Valdáliga, sin posibilidad de alimentación alternativa en MT. Este sistema de almacenamiento, cuyo control está integrado en el Centro de Control de Viesgo, permite diferentes modos de funcionamiento, siendo uno de los más novedosos el modo Isla que asegura el servicio de la zona ante cualquier incidencia MT/BT de la red o trabajos programados en la misma.

Además de la mejora de la calidad de suministro a los clientes de la zona, este proyecto aporta otra serie de funcionalidades adicionales como son:

- Modulación de la curva de la demanda del transformador. El sistema permite programar los valores de la curva para los que el sistema almacena o inyecta energía a la red adecuándolos a la demanda. A la vez evita que las instalaciones de la zona trabajen en un régimen de saturación al no tener que adecuarse a las puntas de demanda.
- Mejora de la calidad del suministro. Mediante el control de variables como la tensión, potencia y frecuencia de la red.
- Desplazamiento de inversiones en el tiempo. Permite posponer inversiones como enlaces MT para asegurar una segunda alternativa de alimentación de la zona.

*Figura 28. Contenedor del sistema de almacenamiento y CTI San Vicente del Monte.*

## Integración con el Centro de Control

Dentro del proceso de digitalización de Viesgo, uno de los objetivos principales de este proyecto es la integración del sistema de almacenamiento en la operativa del Centro de Control que la compañía tiene en sus oficinas del PCTCAN en Santander.

De esta manera el sistema puede ser monitorizado y controlado en modo local, vía web y a través del sistema ADMS del Centro de Control. En el sistema ADMS-SCADA se han integrado las señales, alarmas y mandos que permiten monitorizar y operar los diferentes modos de funcionamiento de forma remota y en tiempo real.

Este sistema de Control de Red (ADMS) permite su integración con las herramientas de movilidad de Viesgo, y dispone de un visor web (WebDMD) de manera que toda la información de este sistema de almacenamiento está disponible, en tiempo real, para poder ser visualizada en todo momento por el personal técnico y brigadas de campo.

En la Fig. 3 se visualiza el esquema del sistema de almacenamiento en el ADMS, esquema en el que a través del WebDMD se pueden consultar los parámetros más relevantes de este sistema de almacenamiento.

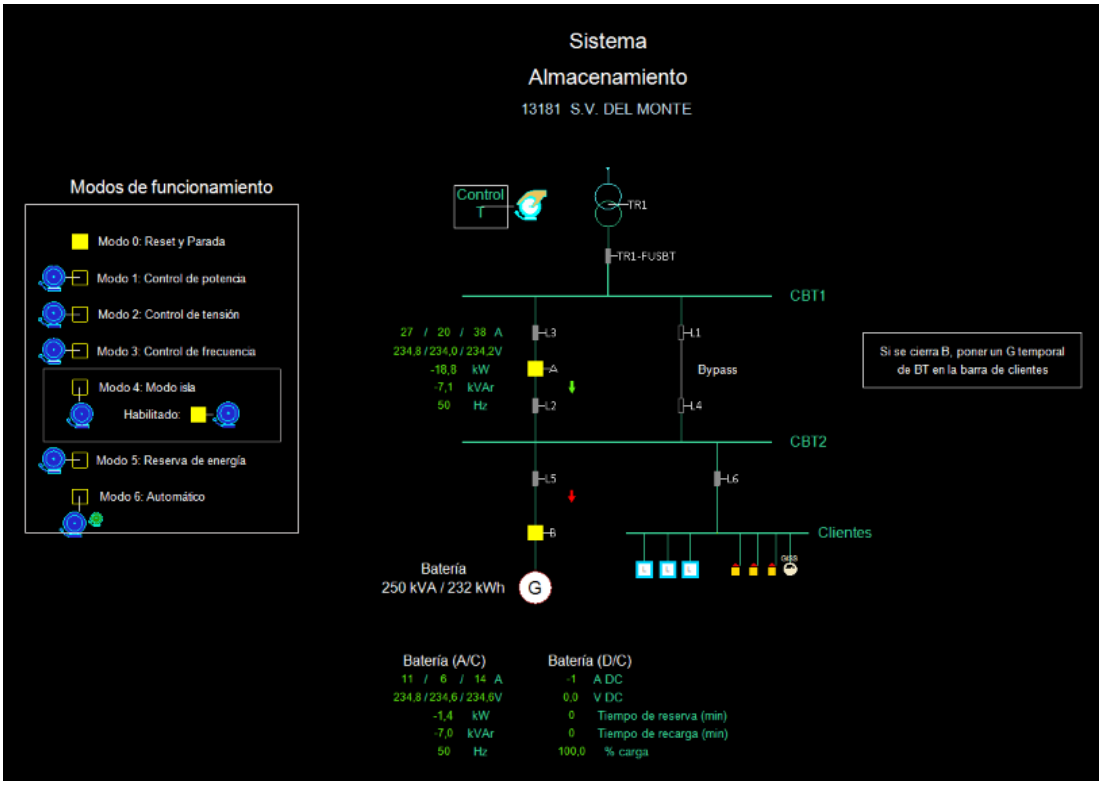



*Figura 29. Esquema unifilar en WebDMD.*

Además de las señales de medidas y estados, el sistema ADMS recoge todos los históricos de eventos y alarmas del sistema de almacenamiento. De esta forma, tanto los técnicos del Centro de Control como los técnicos en campo pueden consultar todos los sumarios de eventos y alarmas, así como curvas históricas de todas sus medidas.

## Sistema de comunicaciones

Las comunicaciones del sistema de almacenamiento con el SCADA del Centro de Control se llevan a cabo mediante las vías GPRS y Radio y se realizan a través del protocolo IEC 104. Este protocolo es el estándar utilizado en Viesgo para equipos y sistemas de telecontrol con transmisión de datos en series de bits codificados en redes basadas en TCP/IP para monitorizar y controlar procesos geográficamente extendidos.

Para poder integrar todas las señales en el sistema ADMS-SCADA, otro de los retos importantes del proyecto ha sido la integración de las comunicaciones.

Los objetivos principales en comunicaciones han sido fundamentalmente dos:

- Comunicaciones de los diferentes dispositivos internos del sistema de almacenamiento: sensores de las baterías, datos del convertidor, analizadores de red en los cuadros de acometida y protección, sensores del local…

- Adaptación e integración de todas estas señales a los protocolos de comunicaciones standard de Viesgo para llegar al ADMS-SCADA.

## COMPONENTES Y ARQUITECTURA

El sistema contenerizado dispone de una arquitectura interna compuesta de:

- Convertidor – ZIGOR STORAGE BPC.
- Bateria de litio (LFP) modular.
- Transformador de aislamiento.
- Cuadros de control y comunicaciones.

Todo el sistema esta integrado en un contenedor marítimo de 20'HC y sectorizado en dos zonas:

5. Zona de batería, esta zona alberga la batería de litio (LFP) que disponde de un sistema de refrigeración basado en aire acondicionado con temperatura controlada, con el fin de asegurar la mayor disponibilidad de la batería.
6. Zona de electrónica, en esta zona se instalan el resto de componentes. Al soportar un rango mayor de temperatura, esta zona esta refrigerada por aire forzado y dispone de filtros de entrada para que el polvo y la suciedad no afecten a su correcto funcionamiento.

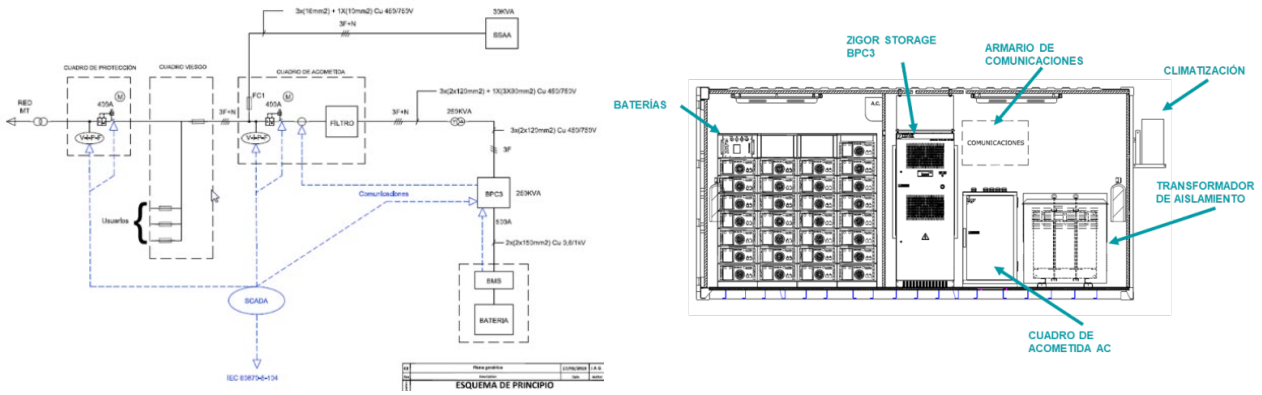



*Figura 30. Esquema de Principio y Layout del sistema de almacenamiento.*

## Convertidor – Zigor Storage BPC

El sistema dispone de un convertidor bidireccional compuesto de dos módulos conectados en paralelo con tecnología IGBT. Este convertidor es capaz de realizar:

- Carga y descarga de batería de forma coordinada con el BMS de la misma, para garantizar un correcto funcionamiento de la batería y la vida de la misma.
- Alta calidad de la señal eléctrica que se intercambia con la red.
- Funciones automáticas que garantizan y mejoran la calidad de la red en el punto de conexión:
  - Control directo de P y Q.
  - Regulacion de Tensión.
  - Regulacion de Frecuencia.
- Capacidad de Black Start a demanda.
- Conexión AC: Tres fases 400 Vac y neutro con transformador de aislamiento.
- Conexión DC: Tensión entre 600 y 850 Vdc.

## Bateria de litio (LFP)

El sistema dispone de una batería de litio (LFP), que se utiliza como backup de energía para el funcionamiento del sistema. Sus características principales son:

- Batería modular.
-

- BMS integrado, dispone de:
  - Relé general de protección.
  - Fusible de protección.
  - Función de precarga.
  - Data logger de las variables de tensión y temperatura por celda.
  - HMI gráfico para el control local de la batería.

*Figura 31. Baterías de Litio (LFP) y Convertidor.*

## Cuadros de control

El sistema dispone de dos cuadros (acometida y protección). Cada uno de ellos dispone de una protección magnetotérmica motorizada, para poder controlar los flujos de la energía y poder separar, en caso de ser necesario, la instalación BT del núcleo, de la línea de distribución MT. Estos cuadros disponen de analizadores de red para tener control sobre las variables eléctricas a la salida del transformador de distribución y a la entrada del contenedor.

## Cuadro de comunicaciones

El sistema dispone de un cuadro de comunicaciones que realiza las siguientes funciones:

- Comunicación con el Centro de Control de Viesgo.
- Comunicación con los analizadores.
- Comunicación con el convertidor – ZIGOR STORAGE BPC.
- Gestión del Modo Automático definido para esta instalación.
- Data Logger de las variables del sistema.

## MODOS DE FUNCIONAMIENTO

El sistema dispone de dos niveles de modos de funcionamiento, unos propios del convertidor y otro propio de la instalación.

## Modos del convertidor

El convertidor dispone de unos modos propios:

- Modo 1: Control de Potencia. El convertidor responde a consignas directas de P y Q, pudiendo trabajar en los cuatro cuadrantes.
- Modo 2: Control de Tensión. El convertidor dispone de parámetros para configurar las zonas y rampas de actuación ante variaciones de tensión, con el objetivo de corregirlas. El convertidor inyecta o consume potencia activa o reactiva.

- Modo 3: Control de Frecuencia. El convertidor dispone de parámetros para configurar las zonas y rampas de actuación ante variaciones de frecuencia, con el objetivo de corregirlas. El convertidor inyecta o consume potencia activa.
- Modo 4: Control en Isla. El convertidor tiene la capacidad de general una red aislada de 3 fases + N. El convertidor necesita la configuración de los parámetros de tensión y frecuencia de salida, además de la orden de activación.

## Modo Automático definido por Viesgo

***Modo Automático - UPS***

La función UPS realiza la siguiente secuencia:

- El sistema está monitorizando de forma permanente el valor de tensión del analizador ubicado en el cuadro de acometida.
- Cuando el valor de tensión esta fuera del rango de los valores definidos como validos. Se procede a desconectar la salida del TR de distribucion.
- El sistema se pone en modo Isla y suministra energía a los consumos desde la batería hasta que ésta llega a su valor de fin de descarga, o el valor de tensión en el cuadro de acometida entra dentro de los valores válidos.
- El sistema vuelve a cerrar el interruptor automático ubicado en el cuadro de acometida, suministrando energía a las cargas desde la red de distribución, y recargando las baterías.

***Modo Automático - Nocturno***

La función Nocturno, se utiliza en el caso de que se desee que el sistema se desconecte completamente de la red de Viesgo y de esta forma reducir el ruido del convertidor y del trasformador de aislamiento que está conectado a la red.

***Modo Automático - Alisamiento PQ***

La función Aislamiento de la demanda, se utiliza en el caso de que se desee reducir la potencia que circula por el transformador posponiendo la inversión en un transformador de mayor potencia, reduciendo las pérdidas del mismo.

## CONCLUSIONES

El almacenamiento de energía para redes eléctricas es una buena solución para garantizar y mejorar la calidad de suministro de determinadas zonas, especialmente rurales sin doble cobertura, pero también va a aportar una solución al despliegue de la generación renovable, incrementando la capacidad de la red para desplegar sistemas de generación distribuida y aumentar la eficiencia de la red.

Con la ejecución de este proyecto piloto se ve viable la integración de este tipo de sistemas con el Centro de Control de las compañías de distribución, incorporando al proceso de operación de la red MT/BT sus diferentes modos de funcionamiento, mandos, señales y alarmas.

## REFERENCIAS


- NETfficient: “Energy and economic efficiency for today’s smart communities through integrated multi storage technologies”. Call: H2020-LCE-2014-3. http://netfficient-project.eu
- mGridStorage. Research and development of an advanced micro-grid model with electric energy storage for distribution grids. Basque Government. Strategic Hazitek program. http://www.clusterenergia.com/mgridstorage
- El sector del almacenamiento de energía eléctrica en la CAPV. 2019. Jorge Fernández Gómez, Roberto Álvaro Hermana. Instituto Vasco de Competitividad-Fundación Deusto. https://www.orkestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/1835-sector-almacenamiento-energia-electrica-capv
- Almacenamiento.-Estado-de-las-Tecnologias-GIA. https://www.futured.es/documento/almacenamiento-estado-las-tecnologias-gia/
- Recopilación de fichas de proyectos de almacenamiento. https://www.futured.es/documento/recopilacion-fichas-proyectos-almacenamiento/
- Cluster de Energia, Grupo de Trabajo de Almacenamiento. http://www.clusterenergia.com/almacenamiento
- Implementation of the Strategic Action Plan on Batteries: Building a Strategic Battery Value Chain in Europe. European Comission.

# SISTEMA DE BATERÍAS DE SEGUNDA VIDA PARA INSTALACIONES DE RECARGA RÁPIDA DE VEHÍCULO ELÉCTRICO

**Iker Marino**, Responsable de proyectos de tecnología, IBIL
**Mikel G. Zamalloa**, Responsable de proyectos de tecnología, IBIL
**Txetxu Arzuaga**, Dir. de Tecnología y Sistemas, IBIL
**Haritz Macicior**, Responsable Unidad Sistemas de Almacenamiento, CIDETEC, BRTA
**Aitor Makibar**, Investigador, CIDETEC, BRTA
**Leire Martín**, Responsable Almacenamiento de Energía, Irizar e-mobility

**Resumen:** Los sistemas de recarga rápida y ultrarrápida para vehículo eléctrico requieren una elevada potencia de conexión a red. En función de su ubicación la conexión puede requerir grandes inversiones adicionales, que unidas a unos costes operacionales elevados pueden afectar a la viabilidad de la instalación. Este documento presenta los trabajos que IBIL y sus socios están realizando para el desarrollo de un sistema basado en baterías de segunda vida de autobuses eléctricos como soporte para las instalaciones de recarga rápida, que reduce la necesidad de potencia de red y aporta una gran flexibilidad para integrar renovables para autoconsumo, mejorar la gestión energética y prestar servicios de balance al sistema eléctrico

**Palabras clave:** vehículo eléctrico, recarga rápida, recarga ultrarrápida, baterías, Litio-Ión, segunda vida, autobús eléctrico.

## INTRODUCCIÓN

El vehículo eléctrico (VE) es uno de los pilares fundamentales en la estrategia de descarbonización de Europa y España para alcanzar los exigentes niveles de descarbonización en 2030 (40%) y la neutralidad climática en 2050. En este contexto, el despliegue de la infraestructura pública de VE es fundamental para lograr los objetivos de penetración que el PNIEC estima en 5 millones de vehículos para 2030.

En [1] se analizaba y justificaba la necesidad de estaciones de recarga rápida (QC) y ultrarrápida (HPC), y se analizaban los criterios de diseño y las diferentes posibles arquitecturas de estaciones de recarga.

Sin embargo, el despliegue, operación y explotación de instalaciones de recarga de VE y en particular de recarga rápida (QC) y ultrarrápida (UFC) presenta y se enfrenta a retos que en ocasiones ponen en riesgo su viabilidad tanto técnica como económica. Los retos principales son los siguientes:

- El despliegue masivo de estaciones de recarga puede suponer un importante estrés para el sistema eléctrico debido a la elevada potencia de conexión requerida y a una elevada demanda de potencia instantánea y de carácter altamente estocástico. Actualmente en España ya existen estaciones de recarga UFC multiterminal que por si solas ya cuenta con una potencia total de recarga instalada superior a 1 MW, como por ejemplo las estaciones de servicio de Lopidana y Ugaldebieta operadas por Repsol.
- Existen muchas localizaciones adecuadas desde un punto de vista de servicio a la movilidad eléctrica en las que, sin embargo, la potencia eléctrica disponible es muy inferior a la requerida por la estación de recarga que por tanto requieren realizar grandes inversiones asociadas al punto de conexión como por ejemplo nuevos centros de transformación de cliente o nuevas líneas. Esto provoca que en muchas ocasiones la infraestructura eléctrica suponga un coste varias veces superior a la de los terminales de recarga.
- Elevadas tarifas de acceso a red, lo que habitualmente se conoce como el término de potencia o el término fijo de la factura eléctrica. Esto provoca unos costes de operación (OPEX) muy elevados con independencia del grado de utilización que tenga el terminal de recarga.

## SISTEMA DE BATERIAS DE SOPORTE PARA ESTACIONES DE RECARGA

En este contexto, tal y como se adelantaba en [1][2], los sistemas de almacenamiento de energía (SAE), y en particular los sistemas basados en baterías (BESS) se presentan como un elemento facilitador para el despliegue y operación del parque de recarga QC y HPC. Los BESS pueden dotar de gran flexibilidad a estas instalaciones, reduciendo los requisitos de potencia de conexión y las inversiones de refuerzo de la red, integrando de forma óptima fuentes renovables a nivel local, optimizando los costes de suministro de energía e incluso proveyendo servicios adicionales al sistema eléctrico.

Este tipo de soluciones se venían analizado desde hace años a nivel teórico y las experiencias prácticas se reducían a pequeñas instalaciones piloto y proyectos de I+D. Sin embargo, el incremento de la penetración del VE, la reducción

de los costes de las baterías de Litio, junto con la reducción de los costes de las energías renovables, en particular la fotovoltaica (FV), hace que este tipo de soluciones comiencen a ser viables. Esto ha hecho que recientemente se hayan anunciado a nivel europeo varias instalaciones de recarga con almacenamiento y que varias empresas se encuentren en el proceso de desarrollo de este tipo de soluciones, como las instalaciones piloto realizadas por EVgo en USA.

IBIL con la colaboración de CIDETEC Energy Storage (miembro del Basque Research and Technology Alliance), Irizar e-mobility, Gureak e Ingeteam, está trabajando en desarrollo de estaciones de recarga rápidas y ultrarrápidas con almacenamiento de energía. IBIL ha apostado por el desarrollo de un BESS basado en baterías de segunda de vida de autobuses eléctricos y espera desarrollar varias instalaciones piloto sobre la base de los resultados de este proyecto. IBIL tiene planeado poner en marcha antes de finales de 2020 una primera instalación de recarga de 50 kW con un BESS en una estación de servicio de Repsol. A continuación, se explican las principales actividades llevadas a cabo para el desarrollo de este tipo de soluciones.

Las instalaciones de recarga que integran almacenamiento deben analizarse caso a caso ya que el dimensionamiento óptimo de los diferentes elementos, así como su viabilidad económica dependen de numerosos factores que interactúan entre sí, como la experiencia de usuario, la demanda de recarga y las curvas de carga de los vehículos, las características de comportamiento y de vida de las baterías y las diferentes funciones o servicios prestados por el sistema. Para ello, se ha desarrollado una herramienta de simulación que permite realizar de forma sistemática el dimensionamiento óptimo de sistemas de recarga de vehículo con almacenamiento. Dicha herramienta incorpora modelos dinámicos y de degradación de distintas tecnologías de baterías, basados en ensayos de caracterización y de envejecimiento. Esto permite estimar el comportamiento del BESS a lo largo de la vida de la estación de recarga y realizar estudios técnico-económicos más precisos en la fase de conceptualización y diseño.

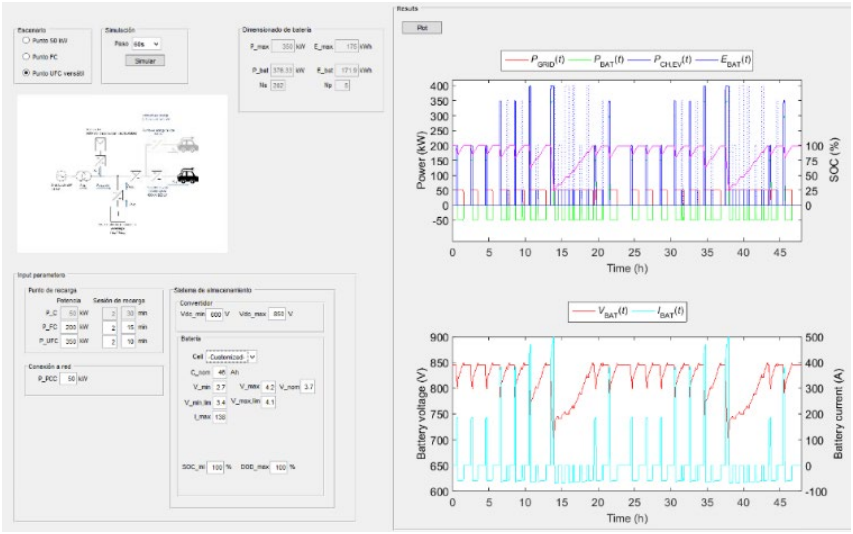



*Figura 1. Interfaz grafico de herramienta de análisis y dimensionamiento de sistemas de recarga de vehículo eléctrico integrando fuentes renovables y almacenamiento.*

Partiendo de los estudios iniciados en [1], se han analizado diferentes posibles arquitecturas para la integración de fotovoltaica y BESS en los puntos de recarga QC y UFC, considerando tres posibles alternativas para la conexión del BESS: a la red AC a través de un inversor bidireccional (topología 1), al bus de DC interno de los cargadores a través de un convertidor DC/DC bidireccional (topología 2) o directamente al bus DC sin convertidor (topología 3). La solución más adecuada depende también de las características de los terminales de recarga actuales, ya que por ejemplo algunos de ellos no admiten conectar baterías al bus DC intermedio. En la imagen siguiente se muestran las diferentes topologías evaluadas para el caso de una estación con un punto de recarga de 50 kW.

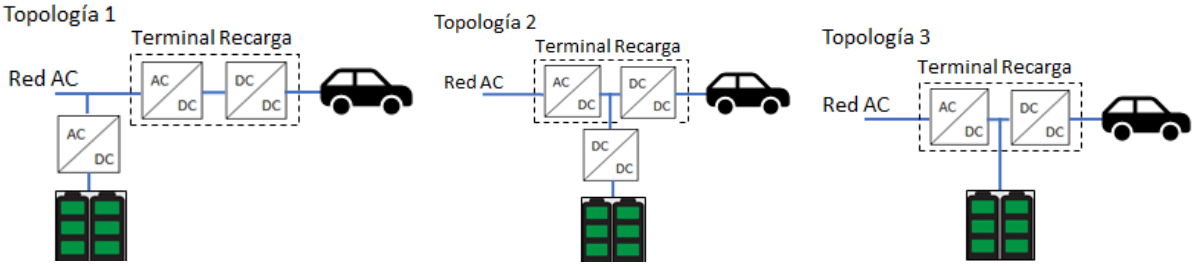



*Figura 2. Topologías punto de recarga 50 kW.*

La topología basada en la conexión directa de las baterías al bus de DC o DC link de los convertidores resulta la más interesante ya que se evita añadir un nuevo convertidor y por tanto un coste a la instalación, la eficacia es algo mayor que en otros casos y además se logran tiempos de respuesta del BESS muy rápidos. Las desventajas están relacionadas con la necesidad de adaptar la tensión nominal de la batería a la del bus DC de los convertidores, pudiendo estar ésta en el rango de 600-1000 V dependiendo del tipo de terminal. Además, la variación máxima de tensión admitida en el bus puede afectar al aprovechamiento de la capacidad de la batería. En definitiva, las características del BESS están condicionadas en gran medida por el terminal de recarga.

Por otro lado, la topología 1 basada en la conexión del BESS a través del inversor, requiere asumir el coste adicional de este elemento, pero aporta gran flexibilidad al ser independiente del terminal y la instalación de recarga. Otra ventaja de esta solución para el caso de estaciones de recarga con varios terminales independientes es que varios terminales pueden compartir un mismo BESS, mientras que con la topología anterior cada terminal tiene su BESS asociado.

En base a lo anteriormente expuesto, IBIL apuesta por la topología 1 para las primeras instalaciones piloto, ya que de esta forma se pueden emplear terminales comerciales de 50 kW y además así se independiza un sistema del otro, de cara a tener mayor flexibilidad en una instalación piloto.

La función del BESS será la de gobernar los flujos energéticos de forma óptima desde una perspectiva técnico-económica. Los diferentes modos de funcionamiento que se implementarán son los siguientes:

- **Peak Shaving**: una de las funciones principales del BESS es la que habitualmente se conoce como “Peak Shaving” o reducción de picos de potencia, permitiendo reducir la potencia contrada con la red y por tanto los costes de los peajes de acceso. La estrategia de operación básicamente consiste en cargar el BESS cuando no existe demanda de recarga o esta es inferior a la potencia contratada y descargar el BESS cuando existe demanda.
- **Optimización del autoconsumo fotovoltaico y arbitraje de precios**: esta funcionalidad consiste en recargar el BESS en aquellos momentos en los que la generación fotovoltaica local es superior a la demanda o cuando el precio de la energía de la red es inferior a un determinado umbral y descargar la batería cuando sucede justamente lo contrario.
- **Servicios complementarios**: esta funcionalidad añadida a las anteriores permitiría aumentar los ingresos generados por el BESS mediante la participación en los servicios complementarios del sistema eléctrico, como por ejemplo los mercados de balance. En este sentido, cabe destacar que los servicios de balance en el sistema eléctrico español estaban reservados a los grandes sistemas de generación, sin embargo, las nuevas regulaciones y directivas de la UE (2019/943 y 2019/944) relativas al mercado interior de electricidad abren los mercados de electricidad y flexibilidad a nuevos actores. Así a nivel nacional la reciente resolución de la CNMC del 17 de diciembre de 2019 sobre los mercados de Balance y publicada en el BOE del 30 de diciembre, los borradores de los nuevos procedimientos de operación que responden a esta circular y el RD 23/2020 abren estos servicios a otros activos como la pequeña demanda o el almacenamiento y dan entrada a nuevos actores como el agregador independiente. Un agregador podría operar en los mercados de energía y ofrecer servicios de flexibilidad a la red través de la gestión de un conjunto de activos, como por ejemplo puntos de recarga.

En la figura 3 se muestra un ejemplo de operación de una estación de recarga rápida con BESS, en la que se ejecutan las tres funciones descritas. Para poder desarrollar estas funcionalidades de forma óptima y simultánea es necesario contar con predicciones de generación y consumo, que permitan planificar el uso del BESS.

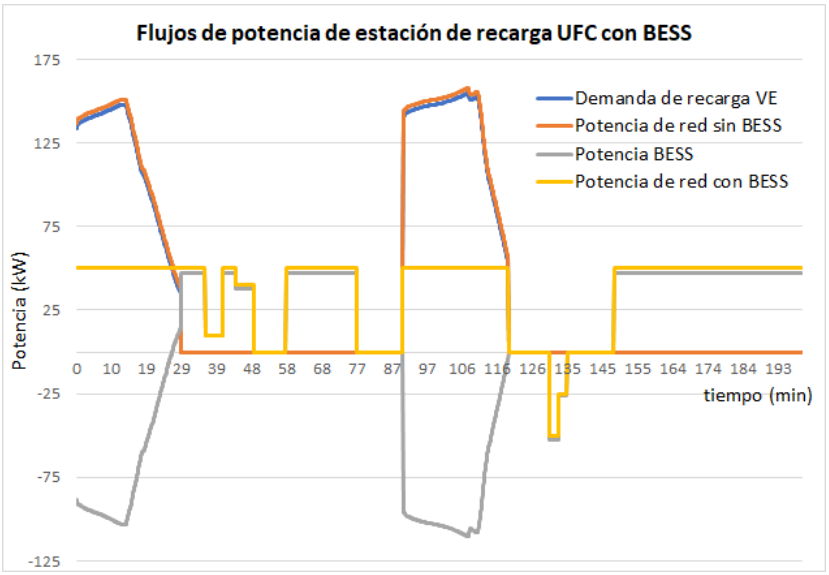



*Figura 3. Ejemplo de operación de una estación de recarga de vehículo eléctrico con almacenamiento*

A continuación, se muestra un ejemplo de los costes para una estación de carga de 1 terminal de 50 kW y una estación de recarga UFC de 500 kW (potencia total disponible en varios terminales). El estudio se basa en unas baterías de 50 kWh y 110 kWh respectivamente y 15 años de vida útil para las condiciones de funcionamiento consideradas y unas instalaciones fotovoltaicas de 20 y 40 kW respectivamente. Para realizar el estudio se han empleado unos ratios de uso diario acordes al uso actual de la infraestructura de recarga operada por IBIL y en base a las tarifas de acceso en vigor en 2020 [3] y los costes de energía actuales. Con el objetivo de presentar unos datos más fácilmente comprensibles, no se han considerado ahorros relativos a la infraestructura eléctrica requerida, lo cual mejoraría en gran medida los resultados obtenidos.

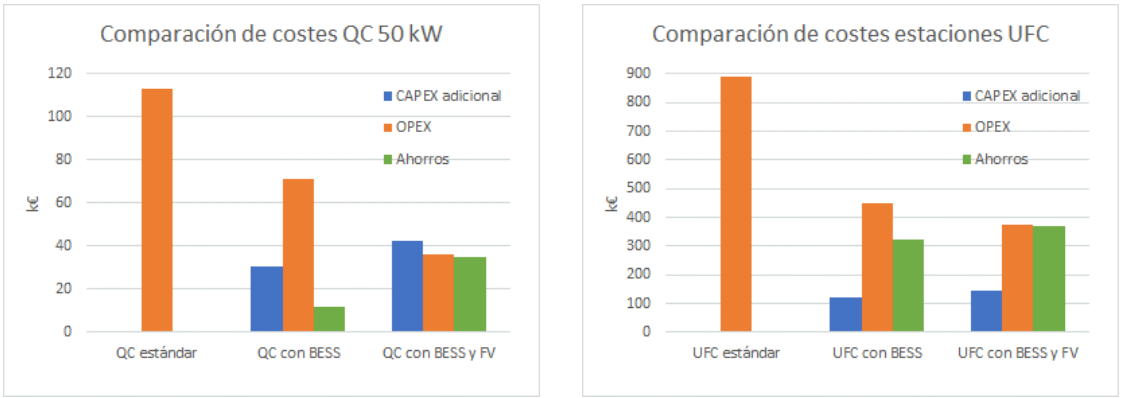



*Figura 4. Análisis económico simplificado para diferentes topologías de estaciones QC de 50 kW y UFC de 500 kW.*

Tal y como se puede observar la integración de BESS y FV pueden aportar ahorros reduciendo los costes de operación, aunque tal y como se ha explicado previamente la viabilidad económica dependerá de numerosos factores como el grado de utilización y la distribución temporal de la demanda, las tarifas de acceso y costes de la energía, y los costes y características de las baterías empleadas. Por todo ello es necesario emplear herramientas de diseño como la previamente descrita. Finalmente, es necesario destacar que las nuevas tarifas de acceso [4] 3.0 TDVE y 6.0 TDVE, específicamente diseñadas para vehículo eléctrico y que entrarán en vigor en abril de 2021, reparten los peajes de acceso de forma que se disminuye su peso en el término fijo y aumenta el del término variable asociado al consumo o uso del terminal. No obstante, en el momento de escribir este trabajo aún no se conoce el importe final de las mismas, ya que por el momento solo se han publicado los peajes de acceso y están pendientes los cargos que incorporarán

estas tarifas. Estas tarifas cambiarán la estructura de costes mostrada en la figura 4, así el potencial de generar ahorros de la función de peak shaving será menor y sin embargo la asociada a arbitraje de precios y optimización de autoconsumo será mayor.

## PROYECTO PILOTO CON BATERÍAS DE SEGUNDA VIDA

Tal y como se ha descrito previamente, y debido al elevado stock de baterías usadas que se prevé provenga de las flotas de autobuses, IBIL ha apostado por el desarrollo de un BESS basado en baterías de segunda de vida de autobuses eléctricos. El concepto de baterías de segunda vida básicamente consiste en reutilizar las baterías que ya han cumplido su ciclo de vida original para tracción de vehículo eléctrico, y reacondicionarlas para una aplicación estacionaria que presenta requisitos menos exigentes en cuanto a densidad de energía. Las ventajas principales que aporta este concepto es un ratio coste-prestaciones inferior al de baterías de primera vida y la activación de un proceso de economía circular. El concepto de baterías de segunda vida se viene estudiando desde hace años a nivel de I+D y recientemente han surgido varias iniciativas en este ámbito, muchas lideradas o con la estrecha colaboración de los propios fabricantes de vehículos, como Nissan, Daimler o BMW entre otros [5].

Es destacable que las baterías de segunda vida de autobús eléctrico, debido a sus características de potencia y energía y su integración electromecánica original, resultan especialmente adecuadas para esta aplicación, requiriendo menor esfuerzo de adaptación que las baterías segunda vida provenientes de vehículos tipo turismo, que en general tienen arquitecturas mecánicas más complejas.

Irizar e-mobility dispone de dos clases de flota de autobuses urbanos, que emplean dos tipos de tecnologías de baterías de litio, y que se están analizando para las diferentes tipologías y dimensiones de estaciones de recarga.

- Baterías tipo Power: basadas en celdas LTO y que están principalmente indicadas para potencias de carga/descargas superiores a 1C y un elevado número de ciclos de carga/descarga.
- Baterías tipo Energy, basadas en celdas NMC y que están indicadas para aplicaciones con potencias de descarga igual o inferiores a 1C.

Partiendo de las especificaciones técnicas del punto de recarga de 50 kW, el requisito de reducir la potencia de conexión a red de 50 a 15 kW, las características del inversor a través del cual se conectar el BESS a la red AC y las características de las baterías, se han preseleccionado y analizado distintas configuraciones. Se han definido varios escenarios de demanda de recarga en base a los cuales se han ejecutado varias rondas de simulación para estimar la degradación que experimentaría cada tipo de batería en cada escenario. Además, se han tenido en cuenta todas las restricciones técnicas, como por ejemplo rangos de tensiones admitidos por el convertidor o el rango de DOD permitido por las baterías. Como resultado, se ha obtenido un dimensionado óptimo que garantiza el suministro del servicio de recarga de 50 kW durante toda la vida del proyecto, aprovechando la batería hasta su fin de vida y minimiza la tasa de reemplazo de las baterías degradadas.

A continuación, se muestra las especificaciones y datos generales de la solución que se implementará en la estación de servicio.

| **Características y requisitos estación de recarga** | |
|---|---|
| Potencia de recarga | 50 kW |
| Potencia de conexión a red AC | 15 kW |
| Potencia nominal de almacenamiento | 35 kW |
| Capacidad de almacenamiento mínima requerida | 45 kWh |
| Número mínimo de recargas consecutivas a potencia máxima | 2 |

| **Características BESS** | |
|---|---|
| Número de módulos en serie | 16 |
| Potencia de descarga | 35 kW |
| Potencia de carga | 15 kW |
| Capacidad nominal inicial | 75,8 kWh |
| C-rate (descarga/carga) | 0.46C / 0.2C |
| Capacidad operativa útil inicial | 68,7 kWh |
| Capacidad operátiva útil año 15 | 54,2 kWh |
| Vida estimada | 26 años |
| Número de reemplazos | 0 |

*Tabla 1. Especificaciones y datos generales de diseño de estación de recarga rápida con almacenamiento.*

La adaptación de las baterías de los autobuses de Irizar e-mobility para una aplicación estacionaria, se basa en una solución modular que parte del módulo de celdas como unidad indivisible y se ha escalado el sistema hasta dotarlo de la potencia y capacidad de energía necesaria para cumplir con los requisitos. En septiembre de 2020 el diseño de la

solución de baterías se ha completado y se encuentra en fase de montaje y se prevé que su instalación junto al sistema de recaga se complete a finales de 2020. En la figura 5 se muestra como los módulos tras sacarse de su envolvente original se apilan verticalmente en una envolvente eléctrica para exteriores, empleando un sistema de refrigeración por aire en lugar de la refrigeración líquida que se empleaba en el autobús. El resto de elementos principales lo conforman la PDU, que contiene las protecciones y BMS master y el EMS o sistema de gestión de energía específicamente desarrollado para la aplicación.

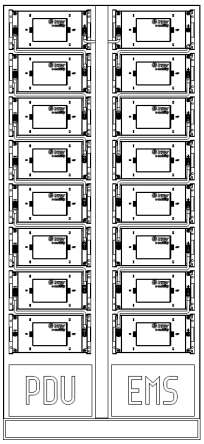



*Figura 5. Diseño de BESS para estación de recarga de VE en base a módulos de baterías de Li-Ión de autobús eléctrico.*

## CONCLUSIONES

Los sistemas de almacenamiento de energía tienen la capacidad de mejorar la viabilidad técnica y económica de los puntos de recarga rápida y ultrarrápida en determinadas localizaciones. Cada instalación debe analizarse y dimensionarse caso a caso y para ello se ha desarrollado una herramienta software que permite realizar esta tarea de forma sistemática. Como solución de almacenamiento, IBIL está está desarrollando un sistema de almacenamiento de energía en base a baterías de segunda vida de autobuses eléctricos de Irizar-emobility y esta prevista la puesta en marcha de una primera instalación piloto a finales de 2020. Por último, se está desarrollado un sistema de gestión enérgética, que aglutina diversas funcionalidades, como reducción de picos de potencia, arbitraje de precios y optimización de autoconsumo e incluso servicios de balance para la red eléctrica.

## AGRADECIMIENTOS

Los trabajos de desarrollo tecnológico presentados se enmarcan en el proyecto eMovLab que está cofinanciado por el Departamento de Desarrollo Económico e Infraestructuras del Gobierno Vasco (Programa HAZITEK) y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).

## REFERENCIAS

[1] Zamalloa, M., et al, 2019, Experiencias en la recarga de vehículos eléctricos a alta potencia, VI Congreso Smart Grids.
[2] Eureopan Association for Storage of Energy. Energy Storage: A Key Enabler for the Decarbonisation of the Transport Sector, 2019.
[3] Informe Nº 38 de IDEA de precios energéticos regulados, datos de enero de 2020 https://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/tarifas_reguladas_enero_2020.pdf
[4] CNMC, Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución (CIR/DE/002/19). Publicado en el BOE 24 de enero de 2020, BOE-A-2020-1066.
[5] E. Hossain, et al, 2019, A Comprehensive Review on Second-Life Batteries: Current State, Manufacturing Considerations, Applications, Impacts, Barriers & Potential Solutions, Business Strategies, and Policies, IEEE Access, vol. 7, pp. 73215-73252, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2917859.

# DISEÑO Y ANÁLISIS DE MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

**Luis Larrosa López**, Investigador, Instituto de Ingeniería Energética, Universitat Politècnica de València
**David Ribó Pérez**, Investigador predoctoral, Instituto de Ingeniería Energética, Universitat Politècnica de València
**Manuel Alcázar Ortega**, Profesor Titular, Instituto de Ingeniería Energética, Universitat Politècnica de València

**Resumen:** Los servicios complementarios del sistema eléctrico español tienen una serie de exigencias técnicas que todos los proveedores de capacidad deben cumplir. La Respuesta de la Demanda puede ser un nuevo proveedor de estos servicios en España, como ya se hace en otros países, y competir eficazmente con las centrales térmicas e hidroeléctricas que típicamente han ofrecido estos servicios. Sin embargo, el modelo actual está diseñado para dar cabida exclusivamente a estas centrales y existen muchas barreras legales que impiden el desarrollo de los consumidores como proveedores de servicios de operación para el sistema eléctrico. Los agregadores de consumidores han demostrado su idoneidad y capacidad en otros países y podrían potenciar la participación de la Respuesta de la Demanda en servicios tan exigentes como la Regulación Secundaria o la Gestión de Desvíos, pero en la actualidad los procedimientos de operación no contemplan su habilitación como agentes en los mercados de ajuste. Además, muchos de los parámetros que caracterizan la flexibilidad de la demanda tampoco están contemplados en la reglamentación, por lo que no es posible definir con precisión cómo deben ser estos productos para satisfacer todas las exigencias del Operador del Sistema. En esta comunicación se tratan se proponen medidas concretas para superar estas barreras legales y regulatorias, así como para establecer un procedimiento estándar que permita a proveedores y demandantes de recursos de demanda hablar en los mismos términos. Ello facilitaría las transacciones de este tipo de recursos y el desarrollo de productos de respuesta de la demanda eficientes y operativos en el sistema eléctrico español.

**Palabras clave:** Respuesta a la demanda, servicios complementarios, estandarización

## INTRODUCCIÓN

El uso de energías renovables para generación de electricidad está creciendo rápidamente por todo el mundo, y España no es una excepción. Como se prevé en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [1], en 2030 podría haber más de 50 GW de potencia eólica, 39 GW de fotovoltaica y 7 GW de termoeléctrica instalados, produciendo energía eléctrica en el país. Ello supondría que el 60% de la potencia total instalada estuviera basada en energías renovables no gestionables. Esta situación implica un mix energético mucho más sostenible, pero también supone un reto para el balance del sistema eléctrico pues, a diferencia de lo que ocurre con las centrales térmicas e hidroeléctricas, la capacidad de estas tecnologías para ajustarse rápidamente a la demanda y compensar sus desvíos es limitada. Por si esto fuera poco, su generación está sujeta a una incertidumbre basada en la disponibilidad de recursos muy variables ligados a fenómenos climatológicos. Por lo tanto, el sistema necesita herramientas fiables y económicas para gestionar estas dificultades.

La Respuesta de la Demanda (RD) ha demostrado su eficacia en la provisión de servicios complementarios de diversos países de todo el mundo como alternativa competitiva con la generación tradicional [2]. Además de resultar un recurso útil y fiable para la gestión del sistema, la RD presenta una serie de ventajas económicas y medioambientales respecto a las centrales térmicas e hidroeléctricas [3]. Sin embargo, existen amplias diferencias entre los servicios complementarios de distintos países (incluso entre aquellos de una misma región, como los 35 países que pertenecen a ENTSO-E). Pueden encontrarse diferencias más acentuadas cuando se analizan los productos de RD utilizados en cada país. La falta de estandarización de los servicios complementarios y productos de RD dificulta la evaluación y comparación de diferentes sistemas eléctricos, así como el entendimiento entre distintos operadores del sistema. Esto obstaculiza la interoperabilidad entre los sistemas eléctricos y la exportación de los servicios de RD a países extranjeros, limitando las oportunidades de negocio.

El nuevo Código de Red sobre balance eléctrico de la Comisión Europea recoge entre sus objetivos “facilitar la participación de la Respuesta de la Demanda, incluyendo agregación y almacenamiento de energía, asegurando que compitan con otros servicios de ajuste” [4]. Red Eléctrica de España está trabajando en las modificaciones de las Condiciones de Balance para incorporar las directrices de la Comisión Europea, pero todavía existen muchas barreras legislativas que impiden el correcto desarrollo de la RD en nuestro país [5]. En esta comunicación se tratan en detalle todos estos asuntos y se proponen medidas concretas para superar las barreras legales y regulatorias de los servicios

de regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos, así como para establecer un procedimiento estándar que permita a proveedores y demandantes de recursos de demanda hablar en los mismos términos.

## Parametros

A continuación, se propone una definición estándar de los parámetros representativos de la flexibilidad de una acción de respuesta de demanda que responde a los tres servicios complementarios estudiados. REE exige unos valores mínimos o máximos para cada uno de estos parámetros que caracterizan los requisitos técnicos del servicio. Junto al nombre de cada parámetro están expresadas sus unidades entre corchetes, así como el símbolo con el que quedan representados en las figuras correspondientes.

- **Tiempo de respuesta máximo [s, min] ($T_{RES}$)**. Se trata del tiempo máximo que puede transcurrir entre la notificación del servicio y la activación total del mismo, entendiendo por activación total la entrega o demanda de toda la potencia considerada.
- **Tiempo de rampa de potencia [s] ($T_{RAM}$)**. Este concepto sólo se aplica en algunos servicios. Se trata del tiempo que la unidad que provee el servicio utiliza para alcanzar el punto de funcionamiento definido por la acción de regulación desde su consumo o producción de referencia. En otras palabras, es el tiempo utilizado para pasar de la potencia inicial a la potencia objetivo.
- **Duración máxima de la acción [min, h] ($T_{MAX}$).** Se trata del tiempo máximo que un proveedor de un servicio de regulación puede mantener una acción de subida/bajada de potencia.
- **Tamaño mínimo de la oferta [MW] ($\Delta P_{mín}$)**. Se trata del tamaño mínimo que una oferta debe tener para poder ser aceptada en un mercado de regulación. Este valor puede cambiar de una convocatoria del mercado a otra.
- **Tiempo de notificación [s, min] ($T_{NOT}$).** Representa la antelación con la que el operador del sistema avisa al proveedor del servicio de ajuste previa a la acción de regulación. Es la diferencia entre **$T_{RES}$** y **$T_{RAM}$**, pues coincide con el tiempo que el proveedor utiliza para preparar su instalación antes de actuar.

## Regulación Secundaria

La Regulación Secundaria es un servicio potestativo que tiene como objetivo anular los desvíos respecto a los programas de intercambio internacional y mantener la frecuencia del sistema en su valor de referencia. En la nomenclatura de la ENTSO-E, el servicio se corresponde con la aFRR (*Automatic Frequency Restoration Reserve*). La activación del servicio se hace de forma remota, enviando señales mediante el Regulador Maestro del Operador del Sistema (REE), situado en el Centro de Control Eléctrico (CECOEL). REE se encarga de adquirir la banda de regulación secundaria necesaria para cada hora del día siguiente a través de una subasta, donde los proveedores del servicio presentan sus bandas de regulación en forma de ofertas.

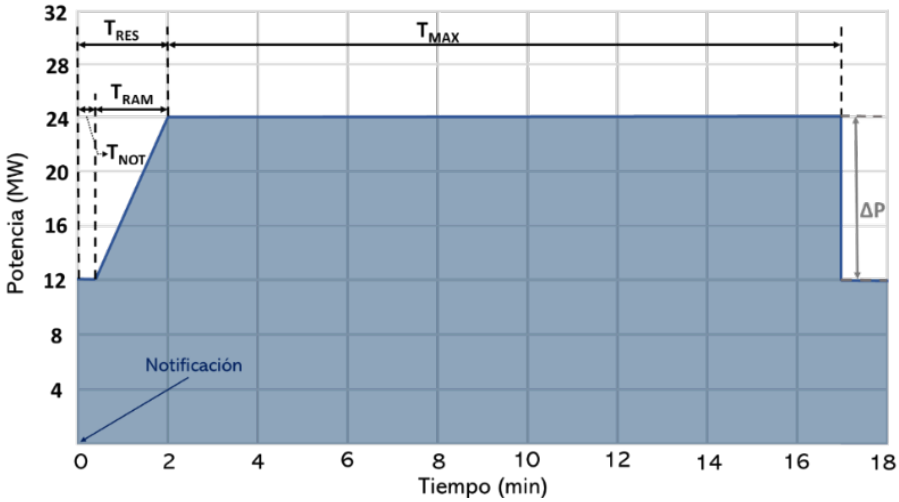



*Figura 1. Requisitos temporales de Regulación Secundaria.*

Actualmente, sólo las unidades de producción que superen las pruebas de habilitación pueden proveer este servicio. En cuanto a los requisitos técnicos, $T_{NOT}$ debe ser de, al menos, 20 segundos y $T_{RAM}$ debe ser, como máximo, 100

segundos (valor máximo de $T_{RES}$: 120 segundos). Actualmente, $\Delta P_{mín}$ tiene un valor de 10 MW (se espera que cambie a 1 MW) y $T_{MAX}$ tiene un valor de 15 minutos. El servicio se retribuye mediante un pago por utilización (energía) y un pago por capacidad (banda de regulación). Este último sólo depende de la potencia reservada por el proveedor del servicio, independientemente de las acciones de regulación que se lleven a cabo de forma efectiva. La Figura 1 representa un aumento de la potencia entregada como parte de una acción de Regulación Secundaria realizada por un generador.

## Regulación Terciaria

La Regulación Terciaria es un servicio de carácter potestativo y oferta obligatoria, y está diseñada para restituir la reserva de Regulación Secundaria que ya haya sido utilizada, contribuyendo por tanto al control de la frecuencia de la red. Todas las unidades habilitadas para proveer el servicio están obligadas a presentar ofertas por toda su reserva de Regulación Terciaria disponible. En la nomenclatura de le ENTSO-E se corresponde con la mFRR (*Manual Frequency Restoration Reserve*).

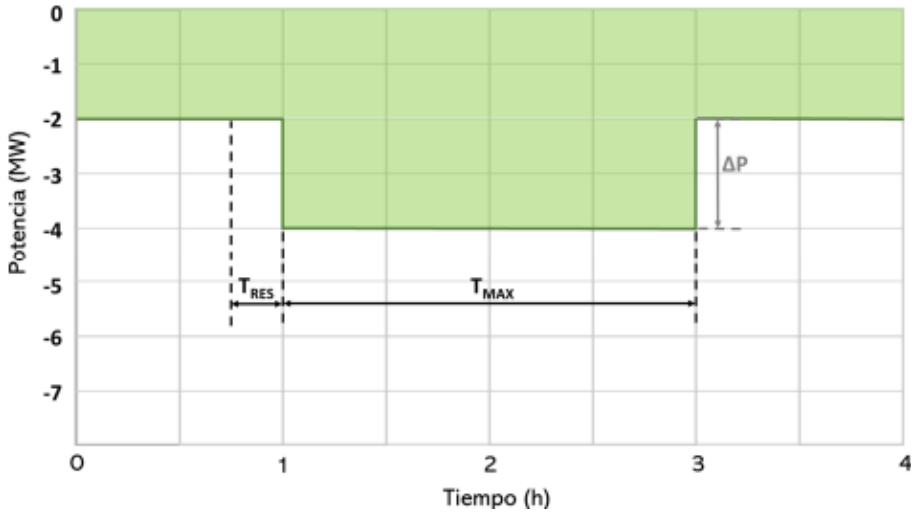



*Figura 2: Requisitos temporales de Regulación Terciaria*

Actualmente solo las unidades que hayan superado las pruebas habilitantes pueden participar (generadores para la reserva a subir y centrales de bombeo para la reserva a bajar). En cuanto a los requisitos técnicos, no hay especificaciones para $T_{NOT}$ ni $T_{RAM,}$ pero el valor máximo de $T_{RES}$ es 15 minutos. Actualmente, $\Delta P_{mín}$ tiene un valor variable (10 MW y se espera que cambie a 1 MW) y $T_{MAX}$ tiene un valor de 2 horas. Este servicio se retribuye únicamente con un pago por utilización (energía). La Figura 2 representa un aumento de la potencia demandada como parte de una acción de Regulación Terciaria realizada por una central de bombeo.

## Gestión de desvíos

La Gestión de Desvíos también tiene carácter potestativo y su finalidad es corregir diferencias entre la demanda prevista y la generación superiores a 300 MW para cada uno de los períodos de programación. No se trata, por tanto, de un servicio de regulación en tiempo real, sino que compensa desviaciones previstas de antemano. En la nomenclatura de la ENTSO-E se corresponde con la RR (*Replacement Reserve*). Actualmente, sólo las unidades que hayan superado las pruebas habilitantes pueden participar (generadores para la reserva a subir y centrales de bombeo para la reserva a bajar). En cuanto a los requisitos técnicos, no hay especificaciones para $T_{NOT}$ ni $T_{RAM,}$ pero el valor máximo de $T_{RES}$ es 30 minutos. Actualmente, $\Delta P_{mín}$ tiene un valor variable (10 MW y se espera que cambie a 1 MW) y $T_{MAX}$ tiene un valor de 1 hora.

Este servicio se retribuye únicamente con un pago por utilización (energía). La Figura 3 representa un aumento de la potencia generada como parte de una acción de Gestión de Desvíos realizada por un generador.

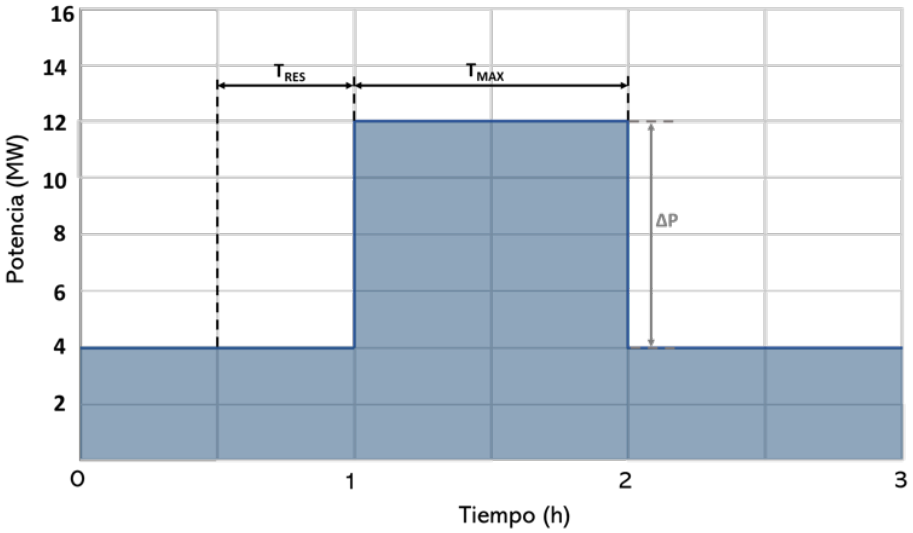



*Figura 3: Requisitos temporales de Gestión de Desvíos*

## PARÁMETROS DE LOS PRODUCTOS DE RESPUESTA A LA DEMANDA

Se define el Proveedor de Respuesta de la Demanda (PVRD) como un consumidor de electricidad que puede modificar su patrón de consumo de energía eléctrica en respuesta a la solicitud de una entidad externa por motivos económicos o de gestión técnica de la red, como la provisión de servicios complementarios a un operador del sistema. Generalmente, un PVRD es un consumidor industrial o comercial de gran tamaño, o bien un grupo de pequeños o medianos consumidores que ofrece una respuesta conjunta actuando bajo la figura de un agregador.

Los parámetros que caracterizan la flexibilidad de la respuesta que un PVRD puede ofrecer están listados a continuación y representados en la Figura 4. Estos parámetros han sido estandarizados de acuerdo con los factores que caracterizan un servicio complementario tal y como se han definido en la sección anterior.

- **Potencia flexible ($\Delta P_{R1}$).** Esta es la cantidad de potencia que puede ser aumentada o disminuida durante la acción llevada a cabo por el PVRD.
- **Duración máxima de la acción ($T_{MAX,RD}$).** Este parámetro representa el tiempo máximo que un PVRD es capaz de mantener la acción de RD.
- **Tiempo de reacción ($T_{RCC}$).** Se trata del tiempo mínimo que el PVRD necesita para completar la activación de la acción de RD. En otras palabras, es el tiempo mínimo que el PVRD necesita desde la petición de un servicio hasta la entrega o demanda de la potencia detallada en dicha petición.
- **Potencia extra previa a la acción de flexibilidad ($\Delta P_{R2}$).** Este parámetro se corresponde con la potencia máxima que el consumidor puede demandar justo antes de desarrollar la acción de RD para preparar su instalación para la realización de esta actividad.
- **Potencia extra tras la acción de flexibilidad ($\Delta P_{R3}$**). De forma análoga al anterior parámetro, este representa la potencia máxima que el consumidor demandaría después de la acción de RD.
- **Duración de la preparación ($T_{PRE}$).** Es el tiempo que el consumidor utiliza para prepararse para la acción, durante el cual demanda $\Delta P_{R2}$.
- **Duración de la recuperación ($T_{REC}$).** Es el tiempo que el consumidor utiliza para recuperarse de la acción, durante el cual demanda $\Delta P_{R3}$.
- **Tiempo de rampa de potencia ($T_{RAM,RD}$).** Es el tiempo que el consumidor necesita para adaptar su consumo desde la *baseline* (o perfil de demanda de referencia que habría tenido el consumidor si la acción de flexibilidad no se hubiera activado) hasta el punto de consumo objetivo de la acción de RD. En otras palabras, es el tiempo de adaptación de la demanda, desde el inicio de su modificación.

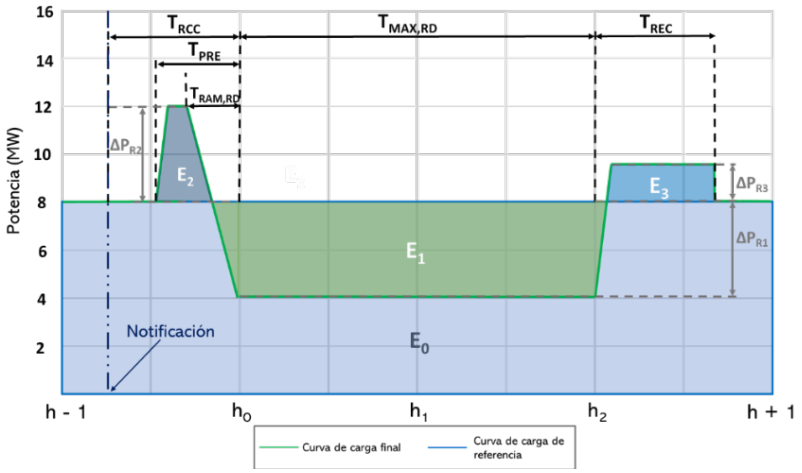



*Figura 4. Parámetros que definen la flexibilidad de un PVRD. Adaptado de Alcázar et al. [10].*

## AGREGACIÓN

La agregación es el acto de agrupar distintos agentes de un sistema eléctrico (consumidores, productores, mezclas de ambos, etcétera) para comportarse como una única entidad al participar en las actividades vinculadas a dicho sistema eléctrico. Los agregadores tienen la facultad de crear un valor económico [6], que puede ser:

- Para el sistema: pueden incrementar la eficiencia económica del mercado, abaratando costes.
- Para el sector privado: pueden incrementar el beneficio económico de un agente.
- Para el sector público: al facilitar el desarrollo de la RD y la participación de los recursos distribuidos en los servicios de ajuste, mejoran la competencia en los mercados de operación y colaboran en el abaratamiento de los costes de la electricidad.

Los agregadores son agentes fundamentales para el desarrollo de la RD y el mejor aprovechamiento de sus ventajas, ya que permiten la participación de pequeños consumidores, quienes al ser agrupados configuran un recurso muy flexible. Por ello, la Comisión Europea recomienda su habilitación en los servicios de ajuste del sistema [4]. A modo de ejemplo, la Figura 5 ilustra cómo un agregador podría combinar 6 ofertas que no cumplen los requisitos para ser aceptadas en el servicio de Gestión de Desvíos de forma individual, de cara a ofrecer una respuesta conjunta que cumpla con los requerimientos del servicio para ser válida.

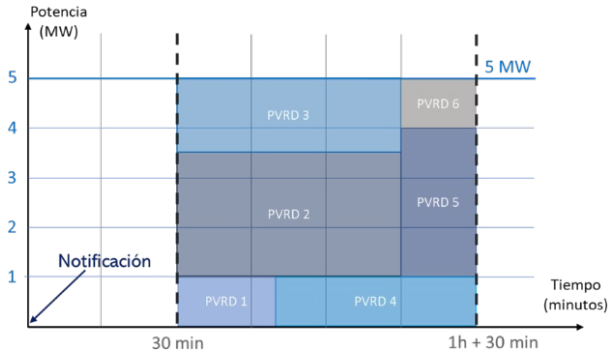



*Figura 5. Combinación de ofertas de RD para satisfacer los requisitos de Gestión de Desvíos*

## Parámetros semejantes y parámetros por definir

La Tabla 2 contiene todas las equivalencias entre los parámetros que caracterizan la flexibilidad de los PVRD y los que caracterizan los requisitos técnicos de los servicios complementarios, así como las relaciones que deben cumplirse para que un PVRD pueda proveer un servicio de regulación determinado.

| Parámetro de REE | Parámetro de un PVRD equivalente o relacionado | Relaciones que se deben cumplir |
|---|---|---|
| $T_{RES}$ | $T_{RCC}$ | $T_{PRE} \leq T_{RCC} \leq T_{RES}$ |
| | $T_{PRE}$ | |
| $T_{RAM}$ | $T_{RAM,RD}$ | $T_{RAM,RD} \leq T_{RAM}$ |
| $T_{MAX}$ | $T_{MAX,RD}$ | $T_{MAX,RD} \geq T_{MAX}$ |
| $\Delta P_{min}$ | $\Delta P_{R1}$ | $\Delta P = \Delta P_{R1} \geq \Delta P_{min}$ |
| $\Delta P$ | | |
| Sin definir | $\Delta P_{R2}$ | |
| | $\Delta P_{R3}$ | |
| | $T_{REC}$ | |

*Tabla VII. Equivalencias y relaciones entre parámetros de los servicios de regulación y parámetros de productos de RD*

# CONCLUSIONES

Los servicios complementarios estudiados tienen una serie de requerimientos técnicos que pueden suponer una barrera para la RD, poniendo en riesgo los numerosos beneficios económicos y medioambientales que traería consigo la participación efectiva de los consumidores. Sin embargo, la figura del agregador puede reducir estas dificultades a partir de la combinación de productos de RD correspondientes a un gran número de pequeños y medianos consumidores. Esto permitiría la configuración de productos muy flexibles y de un tamaño considerable, que podrían sustituir o complementar las acciones de regulación de generadores convencionales, incrementando la competencia en los mercados de operación y produciendo ahorros de emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, el desarrollo de la RD como herramienta de operación está en línea con la producción de energía eléctrica basadas en recursos renovables en el sistema eléctrico español, pues se prevé que su creciente importancia en el mix energético genere una mayor necesidad de balances. Sin embargo, los procedimientos de operación que regulan los servicios de Regulación Secundaria, Regulación Terciaria y Gestión de Desvíos (o Energías de Balance) deberían ser modificados para permitir que consumidores y agregadores puedan participar en la provisión de dichos servicios, tal y como prevé la regulación europea y se ha demostrado con éxito en otros países. Además, algunos de los parámetros aquí explicados y que caracterizan los productos de RD no están definidos en la legislación española. Por lo tanto, deberían introducirse los cambios pertinentes para permitir el desarrollo de la RD y su uso como instrumento de soporte a la operación del sistema.

# AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el apoyo de Fundación Iberdrola a través del programa de Investigación en Energía y Medio Ambiente 2019

# REFERENCIAS

[1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Borrador Actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Gobierno de España. 2020.
[2] SEDC. Explicit Demand Response in Europe Mapping the Markets 2017 Smart Energy Demand Coalition [Internet]. 2017 [cited 2018 Oct 4]. Available from: www.smartenergydemand.eu
[3] Alcázar-Ortega M, Calpe C, Theisen T, Rodríguez-García J. Certification prerequisites for activities related to the trading of demand response resources. Energy. 2015;
[4] European Comission. DIRECTIVE (EU) 2019/944 on common rules for the internal market for electricity. 2019.
[5] Alcázar-Ortega M, Calpe C, Theisen T, Carbonell-Carretero JF. Methodology for the identification, evaluation and prioritization of market handicaps which prevent the implementation of Demand Response: Application to European electricity markets. Energy Policy. 2015;86:529–43.
[6] Burger S, Chaves-Ávila JP, Batlle C, Pérez-Arriaga IJ. A review of the value of aggregators in electricity systems. Renew Sustain Energy Rev. 2017

# PROYECTO PASTORA, SENSORIZACIÓN Y CONTROL DE LA RED DE BAJA TENSIÓN

**Roberto Martinez**, Jefe de proyecto, Ormazabal
**Eduardo Fontecha**, I+D, Ormazabal
**Javier Leiva**, Innovación y Nuevas Tecnologías, e-distribución
**Carlos Gaitan**, Nuevas Tecnologías, e-distribución

**Resumen:** Utilizando como palanca los positivos resultados del proyecto MONICA (Monitorización y Control Avanzado de redes de distribución MT y BT) finalizado en 2018, que ha aportado como primicia internacional un Estimador de Estado en redes de MT y en redes de BT, el objetivo principal del proyecto PASTORA (Preventive Analysis of Smart Grid with real Time Operation and Renewable Assets Integration) es avanzar en el desarrollo y contrastación de soluciones inteligentes e innovadoras que sirvan como vanguardia de lo que en pocos años serán las Smart Grids: redes más flexibles, fiables y eficientes en BT, capaces de absorber la mayor cantidad posible de generación renovable distribuida al menor coste y de incorporar la masiva irrupción del coche eléctrico sin que afecte a la calidad de servicio de la red de BT. Con dicho objetivo el proyecto Pastora introduce, además de un aumento sustancial en las medidas enviadas desde el CT y los desarrollos de algoritmos, utilizando tecnologías de IA y Big data, para su explotación, la posibilidad de actuar sobre la BT incorporando transformadores con regulación en carga, dando un paso más en el camino a la gestión optima de la BT. Utilizando como banco de pruebas un laboratorio excepcional, único, real y a gran escala, el Smartcity Málaga.

**Palabras clave:** Coche eléctrico, Generación distribuida, Sensorización, Regulación en carga, Estabilidad de tensión, IoT, eficiencia, Big Data

## INTRODUCCIÓN

En el futuro inmediato, con una creciente presencia de vehículos eléctricos y una penetración masiva de fuentes renovables en el mix energético, para autoconsumo, será fundamental que las redes de BT (Baja Tensión) se planifiquen, exploten y supervisen de forma análoga a como se ha venido haciendo en los niveles de transporte y distribución, pasando el distribuidor de ser un simple gestor de activos a ser operador de la red de BT. Ello pasa ineludiblemente por dotar a la red de BT de mucha más inteligencia que hasta ahora, lo cual involucra todo un espectro de tecnologías digitales: sensorización, incluyendo smart meters, comunicaciones de banda ancha, controladores locales basados en dispositivos electrónicos (transformador con regulación en carga), IoT(Internet of Things), SCADAs (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) y centros de gestión de energía (DMS), software avanzado de procesamiento de datos (data analytics), control óptimo, reporting inteligente, etc.

El proyecto Pastora centraliza sus esfuerzos en conseguir esa evolución de la red de BT de un elemento pasivo en la red a un elemento activo que pueda mejorar la eficiencia de la red y la calidad de suministro a los usuarios finales.

## DESCRIPCIÓN

Utilizando como palanca los positivos resultados del proyecto MONICA (Monitorización y Control Avanzado de redes de distribución MT y BT) finalizado en 2018, que ha aportado como primicia internacional un Estimador de Estado en redes de MT y en redes de BT, el objetivo principal del proyecto PASTORA (Preventive Analysis of Smart Grid with real Time Operation and Renewable Assets Integration) es avanzar en el desarrollo y contrastación de soluciones inteligentes e innovadoras que sirvan como vanguardia de lo que en pocos años serán las Smart Grids: redes más flexibles, fiables y eficientes en BT, capaces de absorber la mayor cantidad posible de generación renovable distribuida al menor coste y de incorporar la masiva irrupción del coche eléctrico sin que afecte a la calidad de servicio de la red de BT.

Para ello, el proyecto ha contado con un laboratorio excepcional, único, real y a gran escala, Smartcity Málaga.

Contando en el proyecto con:

- 2 Subestaciones AT/MT
- 56 Centros de Transformación MT/BT organizados en 2 anillos
- Sensorización total y parcial (provenientes del proyecto MONICA):
  - 34 CT con sensores en el lado de MT del transformador
  - 28 CT con sensores básicos en el lado de BT del transformador

  - 15 CT con sensores en las celdas de MT de entrada/salida de línea
  - 15 CT con sensores en las cabeceras de línea de BT
- Sensorización y control desarrollada en el proyecto PASTORA
  - 5 CT con sensórica avanzada en el lado de BT
  - 2 CT con transformador MT/BT inteligente, con regulación de tensión en carga
- 20.000 usuarios finales aprox

Dichos objetivos pretenden conseguirse con una serie de instrumentos y herramientas que avanzan hacia una mayor digitalización, y que pueden agruparse básicamente en tres pilares:

*Figura 32: Area Smart City*

1. Recopilación masiva de datos, tiempo real MT y BT. Todo ello a través de nuevos dispositivos de potencia (transformador MT/BT inteligente) y sensorización avanzada integrada en los cuadros de BT;
2. Análisis descriptivo, a través de un mejor conocimiento de dichos datos con herramientas de tratamiento de información en tiempo real (Big Data). Además de la generación de KPIs con los indicadores principales a monitorizar.
3. Análisis predictivo con el uso de herramientas de IA (Inteligencia Artificial) para la supervisión y el control preventivo en tiempo real, a través de análisis de las series históricas para la prevención y predicción de problemas (back office); De esta manera se predicen patrones de comportamiento y se generan alarmas.

Los dispositivos de potencia y sensorización que se van a desplegar y testar en PASTORA incluyen:

- Transformadores MT/BT equipados con una nueva generación de cambiadores de toma en carga, capaces de actuar varias veces al día de acuerdo con las condiciones de operación.
- Así mismo, se avanzará en el desarrollo de cuadros BT que integren todos los sensores necesarios para monitorizar las tensiones, flujos de potencia por cada alimentador, temperaturas con la mejor precisión y sincronización posible. Y que sean capaces de enviar la información directamente a los sistemas de la compañía en tiempo real.

En cuanto a las herramientas software en tiempo real extendido, que conformarán el núcleo de lo que ya se conoce como Advanced Distribution Management System (ADMS), el proyecto PASTORA contempla el desarrollo de las siguientes:

- Gestión automática de eventos, que indique al operador dónde está la fuente del problema y elimine el riesgo de error.
- Gestión de incumplimiento de restricciones técnicas (voltajes anómalos y congestiones de alimentadores), que ofrezca al operador posibles soluciones y en su caso genere consignas óptimas a los reguladores de tensión locales, buscando como objetivo prioritario maximizar la integración de renovables garantizando en todo momento la seguridad y la estabilidad de la red.

Por lo que respecta a las herramientas de back office, que resultan fundamentales como soporte a la toma de decisiones en distintas áreas, se contemplan las siguientes:

- Desarrollo de algoritmos que permitan la vinculación correcta de cada cliente a su jerarquía eléctrica de manera dinámica. Se compararán e integrarán diferentes opciones, desde algoritmos convencionales de programación matemática hasta técnicas metaheurísticas (Big Data, Machine Learning).
- Realización de balances en tiempo real, a partir de los datos del Estimador de Estado MONICA y los nuevos sensores, que permitan obtener resultados de pérdidas técnicas y no técnicas.
- Tratamiento de los datos históricos aportados por el módulo de gestión de eventos en tiempo real (nueva funcionalidad POP de los smart meters y el resto de sensores), incluyendo técnicas de Machine Learning, para identificar patrones de comportamiento de la red y actuar de modo preventivo respecto a incidentes y averías. En este caso, por ejemplo se ha estudiado la activación de la funcionalidad POP (que permite desconectar el contador en caso de detectar anomalías) en contadores por las sobretensiones causadas por rotura de neutro.

- Análisis estadístico de la calidad del suministro eléctrico y complementado con mapas de índices individuales de interrupciones de los clientes.

Las herramientas de Back Office contempladas implican el tratamiento de datos en tiempo real por lo que se emplearán en todas ellas, técnicas de Big Data y Business Intelligence.

El proyecto Pastora es muy amplio por lo que este trabajo se centrará principalmente en la descripción detallada y despliegue real, del equipamiento utilizado en los Centros de Transformación, para la captación de las medidas necesarias y el control de la tensión en BT.

***Sensorización de BT:***

Para conseguir el objetivo de dar luz a la, hasta ahora opaca, red de BT el primer paso es sensorizar los cuadros de BT. Por esto motivo en el proyecto pastora se ha desarrollado una sensorica adaptad a los cuadros de BT homologados por la compañía. La solución adoptada consiste en tres partes fundamentales:

- Un conjunto de captación por salida instalado, en el cuadro de BT, entre las bases portafusibles y el cuerpo del cuadro de BT. Todas las medidas estarán cableadas hasta un conector preparado para el montaje, plug&play de, la tarjeta de captación. Que contará con la captación de medidas de Intensidad por fase, tensión, intensidad e Neutro y temperatura.

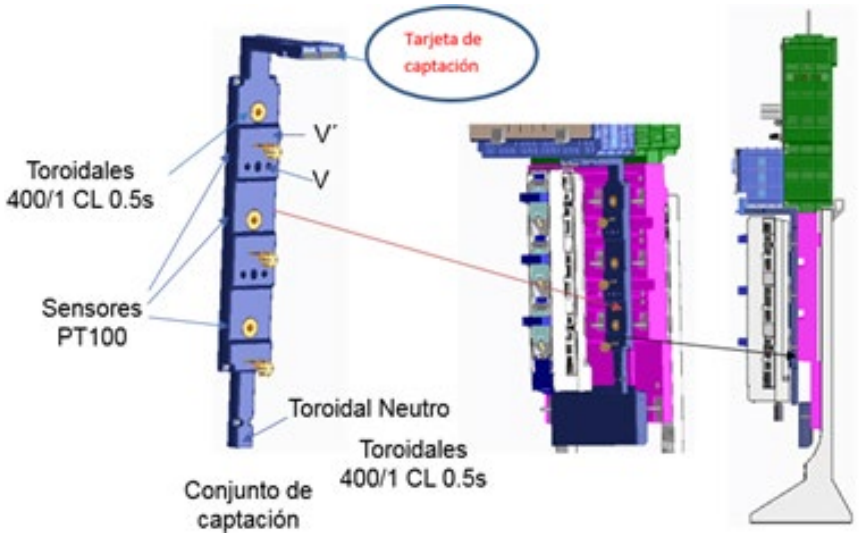



*Figura 33: Conjunto de captación.*

- Una tarjeta de medida para su incorporación a cada salida del cuadro de BT, conectada al conjunto de captación, capaz de leer todas las medidas del CBT y poder enviarlas vía modbus al totalizador instalado en el cuadro de BT.

| |
|---|
| Tensión aguas abajo fusible R,S,T |
| Tensión aguas arriba fusible R,S,T |
| Intensidad R,S,T,N |
| Temperatura R,S,T |
| Potencia activa (Por fase y Total) con signo |
| Potencia reactiva (Por fase y Total) con signo |
| Energía Activa Importada (Por fase y Total) |
| Energía Activa Exportada (Por fase y Total) |
| Energía Reactiva en QI,QII,QIII y QIV (Energía Activa Importada (Por fase y Total) |
| Fusible fundido R,S,T |

*Tabla 8: Medidas tarjeta*

*Figura 34: Tarjeta de medida.*

- Un equipo totalizador (remota) capad de captar las medidas de Tensión e Intensidad totales a la salida del cuadro de BT y de recibir todas las medidas, mediante comunicaciones RS485/modbus, desde las tarjetas de captación instaladas en las salidas del cuadro de BT. Añadido a estas funcionalidades realizará las labores de rtu de BT enviando toda la información a los sistemas de Endesa.

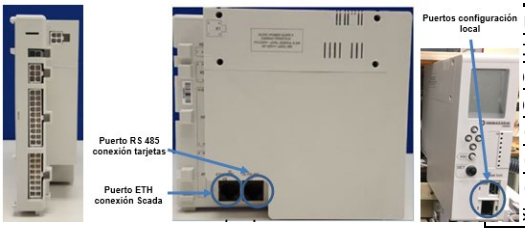



*Figura 35: Equipo totalizador*

| |
|---|
| nsión R,S,T |
| ensidad R,S,T |
| tencia activa (Por fase y Total) con signo |
| tencia reactiva (Por fase y Total) con signo |
| ergía Activa Importada (Por fase y Total) |
| ergía Activa Exportada (Por fase y Total) |
| ergía Reactiva en QI,QII,QIII y QIV (Energía Activa Importada (Por se y Total) |

*Tabla 9: Medidas totalizador*

Una vez terminados todos los desarrollos y lo montajes la solución final ha quedado como sigue:

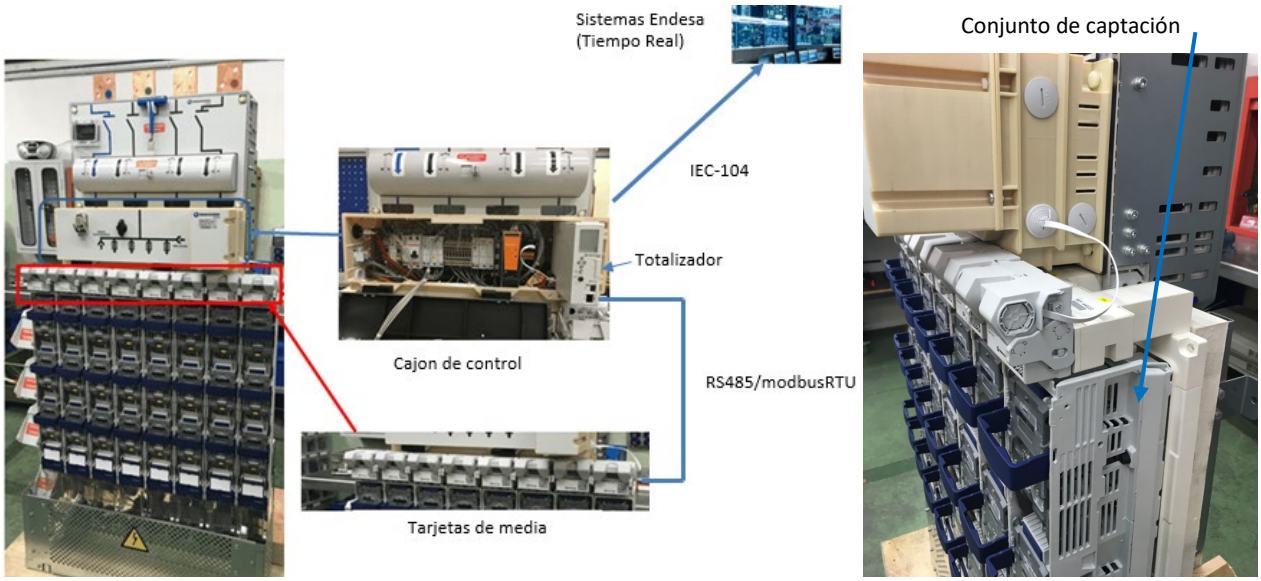



*Figura 36: CBT con sensorización avanzada*

***Transformadores con regulación de tensión en carga***

Una vez monitorizada la red de BT el siguiente paso es intentar actuar sobre ella. En el proyecto pastora se han instalado transformadores de regulación en carga que varían la tensión de MT para conseguir una tensión estable de BT de forma automática. Se ha desarrollado un control capaz de actuar sobre el regulador del transformador de forma que mantenga la tensión de BT estable, dentro de la consigna que se le ha dado, y a la vez sea capaz de comunicarse en tiempo real con los sistemas de Endesa, para enviar las medidas y el estado del transformador en tiempo real, y recibir las ordenes desde los sistemas de Endesa.

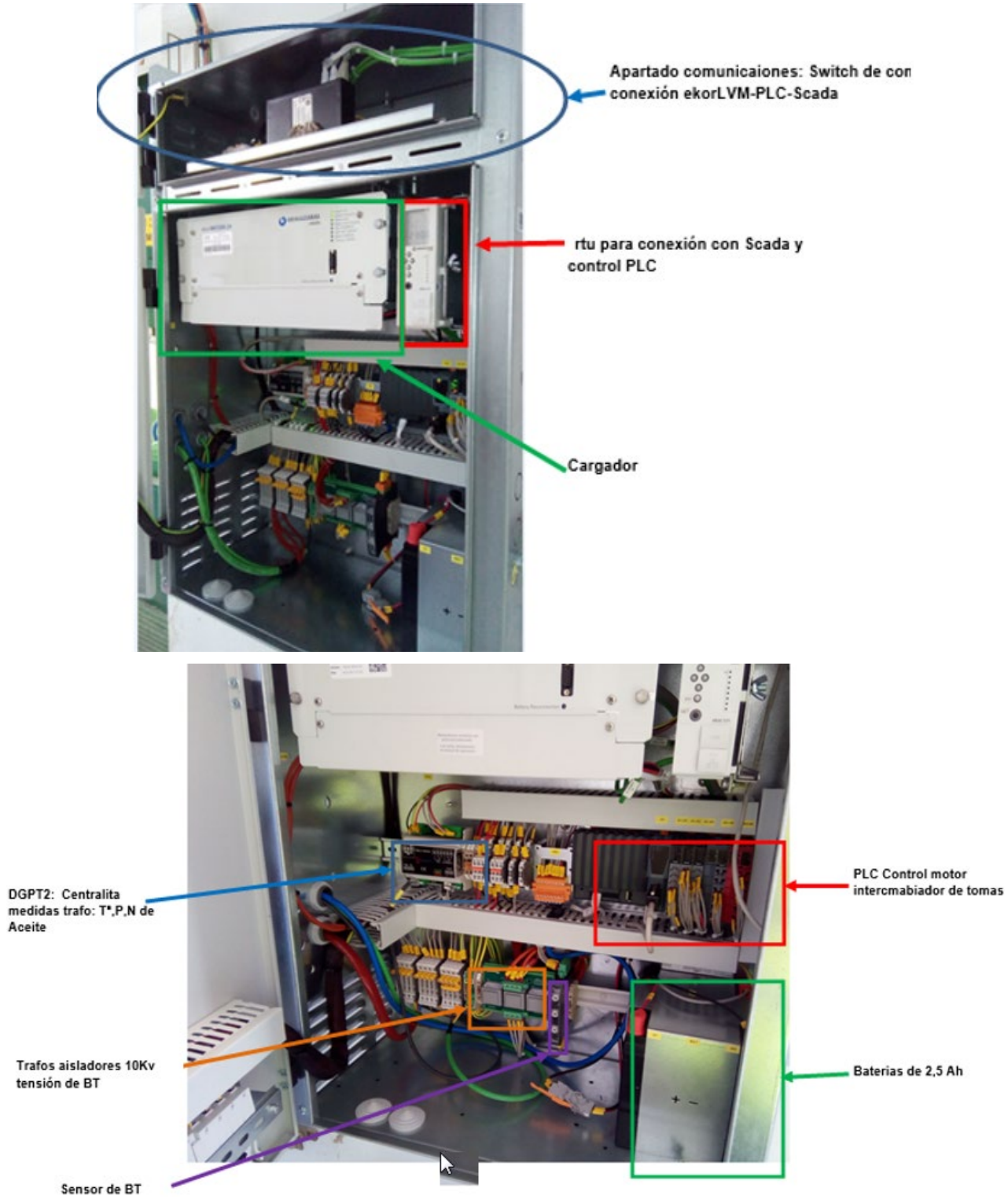
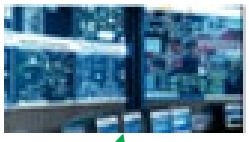



*Figura 37: Imágenes del Armario de control.*



| |
|---|
| Tensión R,S,T |
| Tº, Presión, Nivel de aceite |
| Bloqueos |
| Alarmas |
| Manual/Automático |
| Local/Remoto |
| e maniobras |

IEC-104

Sistemas de Endesa
(Tiempo real)

*Tabla 10: Medidas del transformador con regulación en carga*

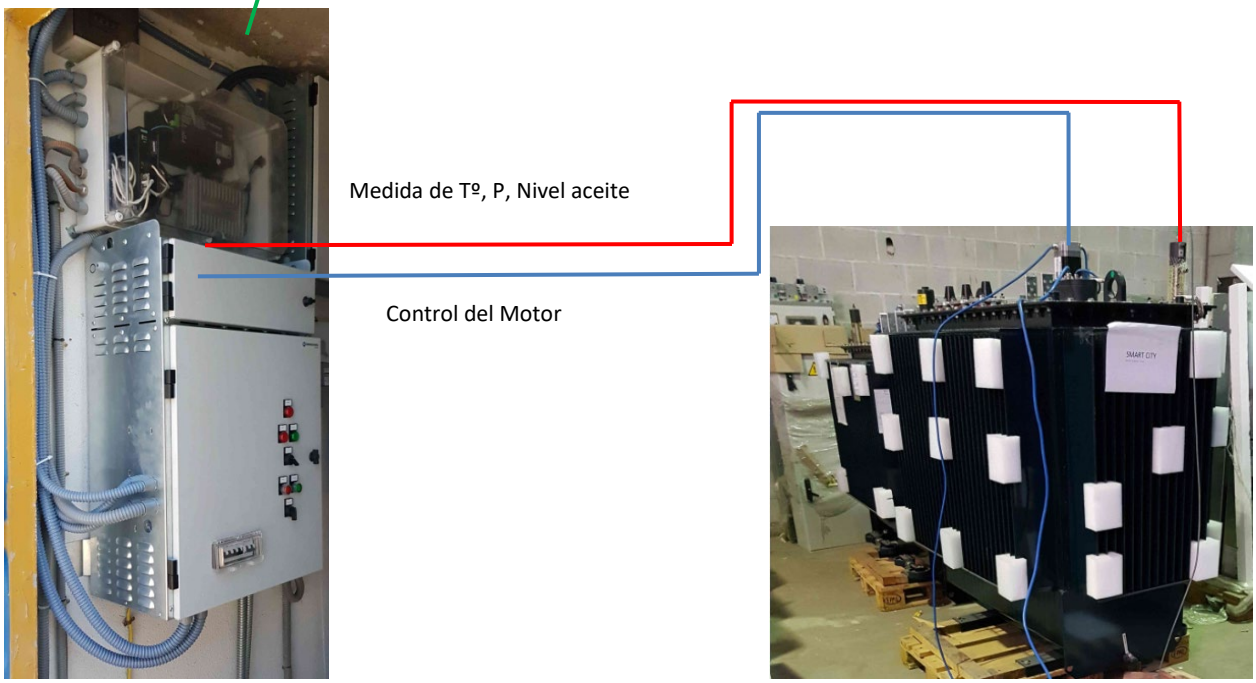



*Figura 38: Interconexiones armario de control-transformador con regulación en carga*

Estos reguladores de tensión son capaces de cambiar varias veces de toma durante el día, consiguiendo de esta forma realizar una regulación dinámica de la tensión de BT. Esto permite la integración de más generación distribuida y coche eléctrico, ya que consigue un control de la tensión en el cuadro de BT y permitiendo que estos nuevos elementos de la red de BT, no influyan en la tensión final de los clientes que cuelgan del mismo transformador

## RESULTADOS

Como resultado del proyecto se ha conseguido monitorizar el cuadro de BT con muchas más medidas y con mejores precisiones de las que se captan actualmente en cualquier CT, y actuar sobre la tensión del cuadro de BT. Enviando la información necesaria a los sistemas de Endesa en tiempo real para poder ejecutar los algoritmos diseñados en el proyecto. Teniendo un control en tiempo real del CBT, pudiendo realizar balances de Energías para controlar las perdidas tanto técnicas como no técnicas, respondiendo de forma más ágil a las incidencias e incluso pudiendo predecir posibles errores en la red de BT, como roturas de neutro, fugas a tierra o problemas de temperatura.

## CONCLUSIONES

Con los desarrollos realizados se da un paso más en la mejora de la información y del control de las redes de BT que servirá para que la compañía pueda mejorarla y optimizarla. Mejorando la eficiencia y la calidad de la Red y permitiendo la incorporación de forma masiva de la generación distribuida en BT y el coche eléctrico. Consiguiendo que la red de BT se comporte como la red de Distribución y de Transporte, algo imprescindible para los retos tanto tecnológicos como climáticos a los que las compañías eléctricas se tendrán que enfrentar en los próximos años.

# DIGITALIZACIÓN Y GESTIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE RECARGA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO PARA SU INTEGRACIÓN EFICIENTE EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

**Pilar Calatayud Martí,** Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Mario Montagud Aguar,** Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Lucía Arcos Usero,** Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Dr. Julián Camilo Romero Chavarro**, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Dra. Marta García Pellicer**, Directora, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

**Resumen:** La integración del vehículo eléctrico (EV) es una pieza clave en la transición energética. Sin embargo, una alta penetración del EV supone un incremento de la demanda eléctrica con posibles consecuencias negativas sobre las redes de distribución. Para evitarlo, es necesario digitalizar las infraestructuras de recarga para ofrecer mecanismos de carga controlada con el objetivo de minimizar el impacto en la red y gestionar de manera activa y eficiente los recursos. En este artículo se presenta un piloto real de recarga con mecanismos de monitorización y de control de carga, en el que se muestran las ventajas de tener una infraestructura monitorizada, digitalizada y gestionada, así como los efectos que esto tiene sobre la red.

**Palabras clave:** Digitalización, Gestión de Activos, Piloto de recarga, Vehículo Eléctrico, Estaciones de recarga, Monitorización, Mecanismos de carga controlada, Electrificación de la Movilidad, PMU.

## INTRODUCCIÓN

La concienciación de la sociedad acerca del cambio climático y necesidad de reducir emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se ha visto incrementada en los últimos años, lo cual queda patente en el establecimiento de políticas y estrategias a diferentes niveles para lograr una economía descarbonizada y mantener el aumento de la temperatura global del planeta por debajo de 2ºC (Comisión Europea, s.f.). Un ejemplo de ello es la hoja de ruta para 2050 de la Unión Europea, que tiene como objetivo reducir las emisiones de GEI un 80% con respecto a los valores de 1990 (Comisión Europea, 2011). Para ello, resulta de vital importancia la electrificación de los consumos que, tradicionalmente, han utilizado combustibles fósiles como fuentes de energía, así como lograr un mix energético de alta contribución de fuentes de energía renovables. Así pues, se demuestra el papel del vehículo eléctrico (EV, por sus siglas en inglés) como pieza clave en la transición hacia una economía neutra en emisiones de GEI.

Sin embargo, una alta penetración de energía eléctrica, tanto de fuentes renovables como del EV, si sucede de forma descontrolada, puede tener consecuencias negativas para la red eléctrica. Por un lado, las fuentes de energía renovables son intermitentes y, de no tratarse esta incertidumbre, pueden ocasionar problemas de estabilidad, fiabilidad y calidad de la energía eléctrica en la red (Mesaric & Krajcar, 2015). A su vez, un aumento masivo en la demanda del EV supone un incremento importante de la demanda de electricidad y, si la carga no se hace de manera planificada y controlada, puede tener consecuencias negativas sobre las redes de distribución tales como: aumento de las caídas de tensión, congestión de las líneas, aumento de pérdidas, disminución de la vida útil de los transformadores y aumento de los niveles de desequilibrio (Maza Ortega & Gómez Expósito, 2019). Una posible solución para minimizar el impacto negativo de este aumento de EV es aumentar las inversiones asociadas a activos clásicos de la red (Maza Ortega & Gómez Expósito, 2019) y dimensionar el sistema para cubrir los picos de demanda (Mesaric & Krajcar, 2015). Sin embargo, esta solución no es eficiente, por lo que son necesarias otras medidas.

El EV puede considerarse como un sistema de almacenamiento energético dinámico que, mediante algoritmos de carga controlada y la posibilidad de inyectar energía a la red (Vehicle-to-Grid, V2G), puede ofrecer servicios auxiliares, aportando flexibilidad para favorecer el aumento de la energía de origen renovable en el mix energético, de manera que se puedan minimizar los problemas ocasionados por la variabilidad de este tipo de recursos energéticos (Frías & Román, 2019). Esta solución, aunque prometedora, requiere que tanto el EV como la estación de recarga (EVSE, por sus siglas en inglés) permitan este modo de operación (V2G), lo cual incrementa el coste y requisitos de instalación de estas. Además, esta modalidad de carga requiere una gestión del proceso de recarga mucho más exhaustiva, ya que se deben coordinar los requisitos de carga del usuario con las necesidades de flexibilidad de la red. Por esta razón, se ha mostrado un gran interés en desarrollar modelos y metodologías de control para la integración masiva de los VEs en la red (Al-Ogaili, et al., 2019), mediante técnicas y algoritmos de planificación, agrupamiento y predicción de la

recarga capaces de resolver problemas de estabilidad y desbalance en la red, caracterizar los diferentes procesos de recarga, y prevenir situaciones de fallo.

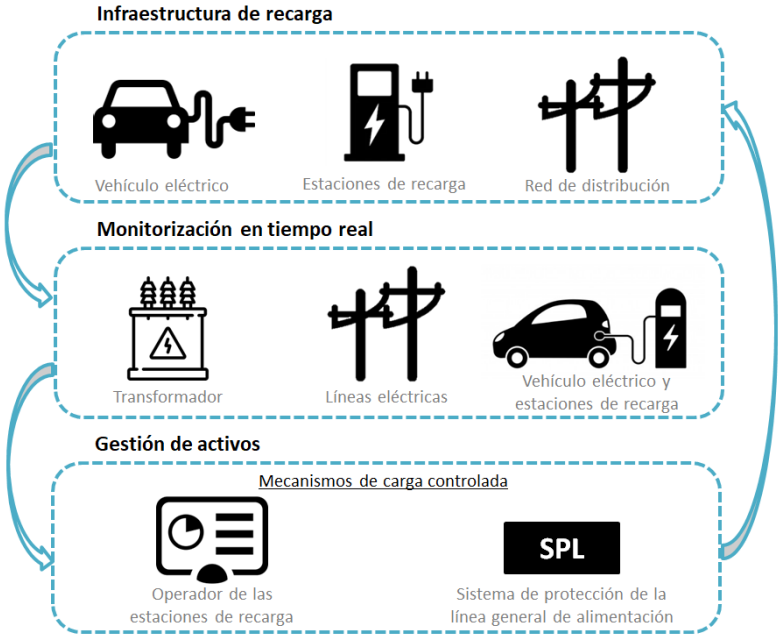



*Figura 39. Esquema de digitalización de la infraestructura de recarga para una integración eficiente del EV.*

Sin embargo, para una integración eficiente del EV en la red mediante técnicas y algoritmos de planificación que incluyan tanto modos de carga unidireccional como bidireccional (V2G), es necesaria la digitalización de los principales activos de la infraestructura de recarga que permita la gestión en tiempo real (Fig. 1). Por ello, en el presente artículo se muestra como ejemplo de digitalización un piloto real de infraestructura de recarga del EV que permite realizar un control dinámico de esta, a la vez que analizar el impacto del EV en la red eléctrica y corroborar la necesidad de monitorizar la infraestructura de recarga e introducir mecanismos de carga controlada.

## INFRAESTRUCTURA DE RECARGA

El piloto propuesto en este artículo incluye pruebas realizadas en un entorno real de infraestructura de recarga, que incluye tanto la red eléctrica real como los EV y sus estaciones de recarga (EVSE), describiéndose cada uno de estos componentes en las siguientes subsecciones. A su vez, para analizar el impacto del EV en la red, se presentan seis casos de test o ensayos del piloto de recarga, variando la potencia demandada (mediante la conexión y desconexión de las EVSE) y la localización de las EVSE con respecto al punto de conexión a red.

### *Vehículo eléctrico (EV)*

El piloto cuenta con dos EV cuyas características se muestran en la Tabla I. Cabe mencionar que, para ambos VE considerados, cuando se trata de los modos de carga 2 y 3, sólo permiten carga monofásica.

| | Capacidad de la batería (kWh) | Modos de carga | Protocolo de carga en DC (modo 4) |
|---|---|---|---|
| **EV1** | 60 | 2,3 y 4 | CHAdeMO |
| **EV2** | 28 | 2,3 y 4 | Combo (CCS) |

*Tabla XI. Datos de los EV empleados en el piloto.*

### *Estaciones de recarga (EVSE)*

Las EVSE utilizadas en el piloto son de carga unidireccional y con las características de tensión, corriente y potencia nominales mostradas en la Tabla II. La conexión escogida entre los EV y las EVSE es la siguiente: EV1 con EVSE1 y EV2 con EVSE2. Dado que el piloto es un ejemplo de digitalización de la infraestructura de recarga en el que se pretende

analizar el impacto del EV en la red, ambas estaciones cargarán a su potencia nominal, siendo que la EVSE2 cargará a 7,3 kW, dado que el EV2 únicamente permite carga monofásica en CA, como se ha mencionado anteriormente.

| | Tensión (V) | Corriente nominal (A) | Potencia nominal (kW) |
|---|---|---|---|
| **EVSE1** | 500 CC | 120 | 50 |
| **EVSE2** | 230 CA (monofásica)/ 400 CA (trifásica) | 32 | 7,3 (monofásica)/ 22 CA (trifásica) |

*Tabla XII. Datos de las EVSE empleadas en el piloto.*

***Red de distribución***

La red eléctrica a la que se conectan las EVSE descritas es la red del Laboratorio de Interoperabilidad de las instalaciones del Instituto Tecnológico de la Energía (ITE). Dicho laboratorio, partiendo de uno o dos centros de transformación (CT) de 250 kVA, cuenta con un entramado de hasta 4km de cable conductor, simulando así la línea de distribución eléctrica, así como con múltiples puntos de conexión de cargas acoplados a él (entre ellas, EV a través de EVSE) con sus respectivos contadores inteligentes, simulando la red de un entorno real de baja tensión.

La conexión de las EVSE a la red eléctrica depende del caso de test, siendo que en cada uno se conecta una o dos EVSE y estas se sitúan próximas o alejadas del CT (Tabla III). Los casos en los que estas se sitúan alejadas del CT, las distancias a este son: 2 km para la EVSE1 y 3,75 km para la EVSE2.

| Caso de test | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Distancia EVSE1-CT** | Despreciable | 2 km | Despreciable | 2 km | No conectada | No conectada |
| **Distancia EVSE2-CT** | Despreciable | 3,75 km | No conectada | No conectada | Despreciable | 3,75 km |

*Tabla XIII: Resumen de especificaciones de los casos de test.*

# MONITORIZACIÓN EN TIEMPO REAL

La infraestructura de recarga del EV es sensorizada para una monitorización en tiempo real según se indica en las siguientes subsecciones. Las variables analizadas en todos los puntos de medición del piloto de recarga son tensión y corriente, pues un impacto negativo del EV en la red se ve reflejado en altas caídas de tensión y sobrecargas de líneas y del transformador.

***Vehículo eléctrico y estaciones de recarga***

Las dos EVSE del piloto de recarga son monitorizadas mediante un analizador de redes que cuenta con un período de muestreo de tensión y corriente de 10 segundos.

***Transformador y líneas eléctricas***

La red se monitoriza en dos puntos de interés: 1) el lado de baja tensión del CT (cabecera) y 2) en la conexión de la línea de alimentación de la EVSE2 a la red eléctrica del Laboratorio de Interoperabilidad (MR3). Los instrumentos de medida utilizados son dos unidades de medida fasorial (PMU) con una frecuencia de muestreo de 50 mediciones por segundo.

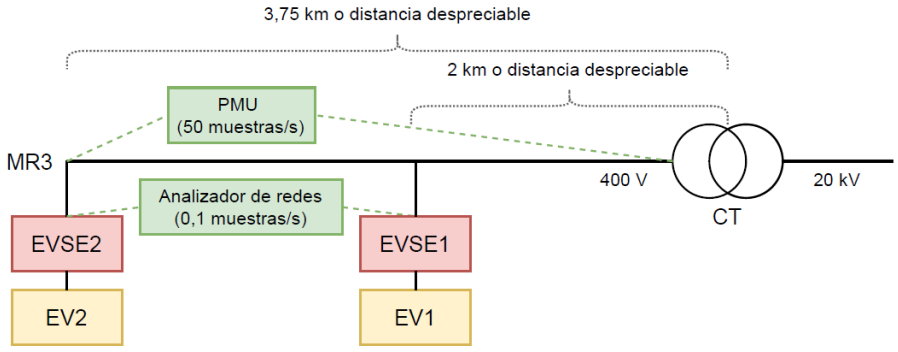



*Figura 40. Esquema del piloto de recarga.*

En la Fig. 2 se muestra un esquema del piloto descrito, donde se representan los puntos de medición de cada uno de los instrumentos de medida, así como la localización de las dos EVSE en la red eléctrica.

## GESTIÓN DE ACTIVOS

La gestión definida para el piloto presentado es una gestión sencilla de control ON/OFF de las EVSE. Tal como se muestra en los casos de test en la Tabla III, en los dos primeros casos ambas EVSE estarán conectadas; en los casos 3 y 4, se desconecta la EVSE2 mientras la EVSE1 se mantiene en conectada, y en los casos 5 y 6 se desconecta la EVSE1 y se conecta la EVSE2.

## RESULTADOS DEL PILOTO

Los resultados de tensión media en cada uno de los casos se indican en la Tabla IV, donde el punto 1 representa la EVSE1, el punto 2 corresponde a la EVSE2 y el punto 3 a cabecera del CT.

| | | | Tensión media (pu) | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Caso** | **Punto** | | **FASE A** | **FASE B** | **FASE C** |
| 1 | ER2 | 1 | 0,997 | 0,996 | 0,964 |
| | ER1 | 2 | 0,975 | 0,97 | 0,966 |
| | Cabecera | 3 | 0,995 | 0,991 | 0,993 |
| 2 | ER2 | 1 | 1,027 | 1,064 | **0,685** |
| | ER1 | 2 | 0,993 | 0,938 | **0,682** |
| | Cabecera | 3 | 1,014 | 1,01 | 1,011 |
| 3 | ER2 | 1 | 0,984 | 0,986 | 0,99 |
| | ER1 | 2 | 0,968 | 0,966 | 0,972 |
| | Cabecera | 3 | 0,989 | 0,988 | 0,994 |
| 4 | ER2 | 1 | **0,821** | 0,922 | **0,74** |
| | ER1 | 2 | 0,904 | **0,798** | **0,713** |
| | Cabecera | 3 | 0,988 | 0,985 | 0,99 |
| 5 | ER2 | 1 | 1,003 | 0,998 | 0,972 |
| | ER1 | 2 | 0,994 | 0,996 | 0,991 |
| | Cabecera | 3 | 0,993 | 0,994 | 0,996 |
| 6 | ER2 | 1 | **1,134** | 1,092 | **0,704** |
| | ER1 | 2 | 1,037 | 1,054 | **0,864** |
| | Cabecera | 3 | 0,993 | 0,994 | 0,995 |

*Tabla XIV. Valores de tensión media.*

Debido a que la EVSE1 suministra en modo 4 (carga rápida en CC con alimentación trifásica) y la EVSE2 suministra en modo 3 (CA, monofásica por requisito del EV2), las tres fases de la red a la que se conectan están desequilibradas, siendo la fase C la que sufre una mayor caída de tensión al ser la que suministra a ambas EVSE conjuntamente.

Por una parte, los casos más desfavorables son aquellos en los que las cargas se sitúan alejadas del CT, llegando en muchos casos a valores inadmisibles, sobre todo en la comentada fase C. Por otro lado, analizando las corrientes en cabecera del CT, en ningún caso las fases están sobrecargadas. La corriente nominal por fase en el lado de baja tensión del CT es de 360A (potencia aparente nominal de 250kVA) y la de suministro de las EVSE es de 72A en la EVSE1 y de 32A en la EVSE2. Por tanto, como en las fases A y B sólo demanda energía la EVSE1, si esta trabaja en condiciones cercanas a las de diseño, el nivel de carga en el CT debe ser en torno al 20% en esas fases. En la fase C, al sumarse la energía demandada por la EVSE2, el nivel de carga en el CT trabajando ambas EVSE cerca de las condiciones de diseño es de aproximadamente el 30% (cuando solamente la EVSE2 está suministrando energía, el nivel de carga esperado en cabecera del CT en la fase C es del orden del 9%).

Cabe destacar que, en los casos donde las cargas están alejadas del CT (casos 2, 4 y 6), las estaciones no han trabajado en sus condiciones de diseño, experimentando una gran variabilidad en sus niveles de tensión y llegando a dar mensajes de error e incluso a detener el proceso de carga. Esto se puede apreciar mejor en los dispositivos de medida fasorial (PMU), en los que, debido a su tasa de captura de datos, se pueden observar los transitorios de los puntos en

los que están conectados. De esta forma, en el caso 2 (Fig. 3), correspondiente al test con las dos EVSE suministrando energía y alejadas del CT, las medidas tomadas por estos dispositivos, de izquierda a derecha y de arriba a abajo son: tensión en la fase A en cabecera del CT y en MR3, tensión en la fase B en cabecera del CT y en MR3, tensión en la fase C en cabecera del CT y en MR3, corriente en la fase A en cabecera del CT, corriente en la fase B en cabecera del CT y corriente en la fase C en cabecera del CT.

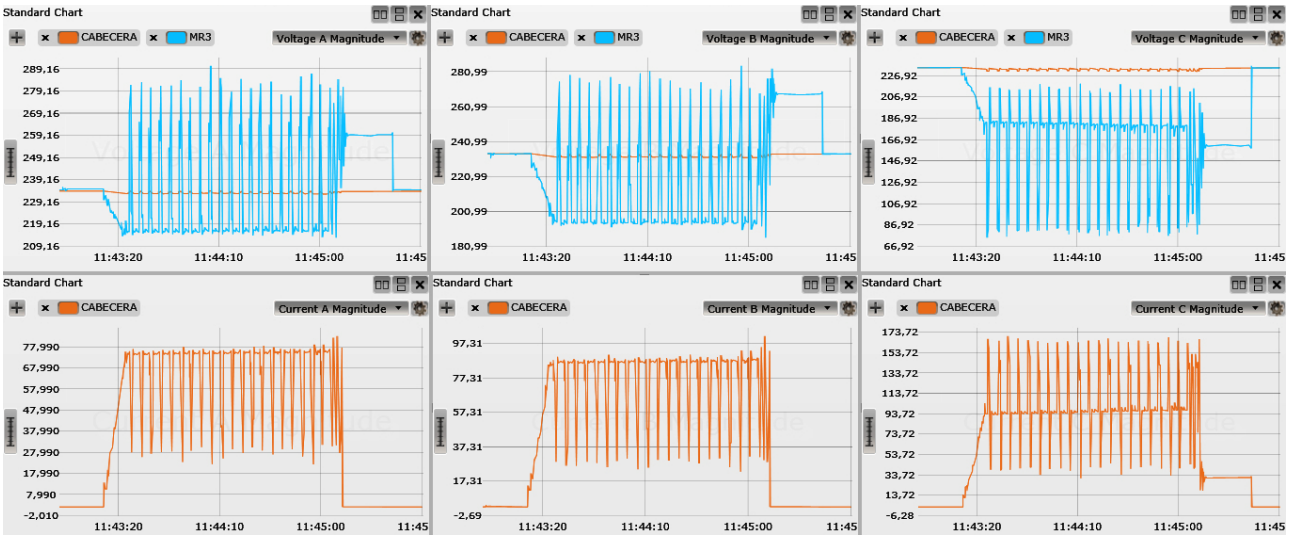



*Figura 41. Medidas de los PMU en el caso 2.*

La Fig. 3 muestra que mientras que la tensión en cabecera del CT se mantiene aproximadamente constante, la tensión en MR3 presenta importantes fluctuaciones que no se han llegado a detectar con los sensores del propio punto de conexión de la estación, llegando a niveles máximos en las fases A y B de hasta unos 280V (1,22pu) y niveles mínimos en la fase C de 80V (0,35pu). A pesar de que el nivel de tensión en cabecera del CT es prácticamente constante en el tiempo en todos los casos de test presentados, no ocurre lo mismo con las corrientes por fase en este punto, que presentan una gran fluctuación además del desequilibrio entre fases ya mencionado.

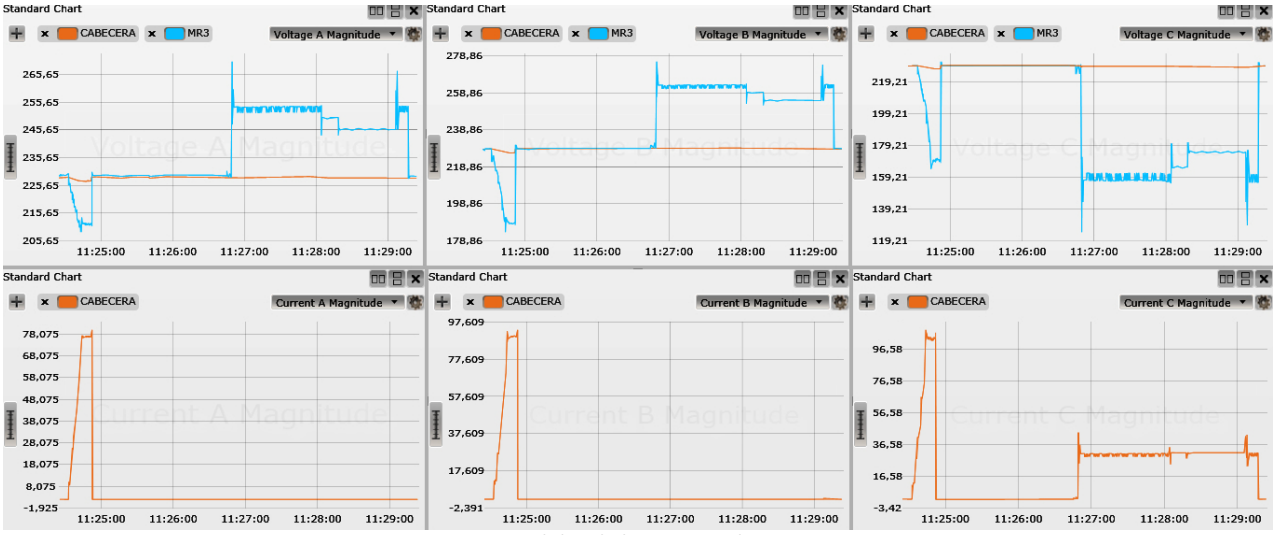



*Figura 42. Medidas de los PMU en los casos 4 y 6.*

La Fig. 4 representa los casos de test en los que únicamente una EVSE realiza carga del EV conectado de forma simultánea y las EVSE se encuentran alejadas del CT (casos 4 y 6), siendo la secuencia de medición la siguiente en cada una de las gráficas mostradas: primero se conecta la EVSE1, estando desconectada la EVSE2 (caso 4), y después se

desconecta EVSE1 y se conecta EVSE2 (caso 6). El caso de test 4, en el que se conecta únicamente la EVSE1, al tener una mayor potencia nominal y ser trifásica, en las gráficas se aprecia una importante caída de tensión que afecta al punto de conexión MR3 y las gráficas de corriente representan un mayor consumo que en el caso de test 6 para todas las fases. En el caso del test 6, en las gráficas de tensión, se observa que, a pesar de que la fase de suministro es la C, la recarga influye también sobre las fases A y B, provocando un gran desequilibrio entre fases.

Como se ha visto en la presente sección, se pueden llegar a valores de tensión inaceptables, inestabilidades y grandes desequilibrios entre fases que hay que evitar para tener un suministro eléctrico seguro**.**

# CONCLUSIONES

En este documento se ha presentado un piloto de recarga de EV en un entorno real como ejemplo de digitalización y monitorización en tiempo real de la infraestructura de recarga del EV, siendo un paso imprescindible para una introducción de mecanismos de carga controlada que permitan una integración eficiente del EV en la red. Los resultados mostraron el impacto real que puede tener el EV en la red (alcanzándose caídas de tensión de hasta más del 30% del valor nominal, desequilibrios entre fases e inestabilidades), la importancia de la localización de las EVSE dentro de la propia red de distribución y el modo de carga en cuanto a la seguridad de suministro, y la necesidad de gestionar de manera activa la infraestructura, así como la planificación del proceso de recarga para limitar dicho impacto y lograr una integración eficiente del EV en la red.

Este piloto de recarga de EV permite potenciar los sistemas de almacenamiento energético dinámico que tiene los EV para que la energía pueda ser consumida y gestionada de manera inteligente, mejorando la observabilidad y controlabilidad de las futuras redes inteligentes a través de la gestión e integración de estos sistemas de almacenamiento dinámicos (vehículos eléctricos junto con sus estaciones de recarga), lo cual aporta una infraestructura para validar todos los desarrollos que permitan hacer frente a los problemas que se puedan presentar en la red con la electrificación de la movilidad.

# AGRADECIMIENTOS

La elaboración de este artículo se llevó a cabo en el marco de la red de Centros de Excelencia HySGrid+, con el título “Desarrollo de comunidades locales energéticamente positivas con sistemas híbridos de generación renovable y almacenamiento” financiado por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades a través del organismo CDTI, en el programa “CER-20191019”. Los autores agradecen la contribución del Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial y del Fondo de Desarrollo Regional Europeo por hacer posible los desarrollos, permitiendo a ITE la difusión de los resultados y facilitando y promoviendo la transferencia de conocimiento a las empresas.

# REFERENCIAS

[1] Al-Ogaili, A. S. y otros, 2019. Review on Scheduling, Clustering, and Forecasting Strategies for Controlling Electric Vehicle Charging: Challenges and Recommendations. *IEEE Access,* Volumen 7, pp. 128353-128371.

[2] Comisión Europea, 2011. *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050,* Bruselas: s.n.

[3] Frías, P. & Román, J., 2019. Vehículo eléctrico: situación actual y perspectivas futuras. *Economía Industrial,* Issue 411, pp. 11-20.

[4] Maza Ortega, J. M. & Gómez Expósito, A., 2019. Sistema de recarga de vehículos eléctricos: revisón tecnológica e impacto en el sistema eléctrico. *Economía Industrial,* Issue 411, pp. 35-43.

[5] Mesaric, P. & Krajcar, S., 2015. Home demand side management integrated with electric vehicles and renewable energy sources. *Energy and Buildings*

[6] Comisión Europea, s.f. *Acuerdo de París.* [En línea]
Disponible en: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es
[Último acceso: 21 Septiembre 2020]

# RED DE EXCELENCIA CERVERA HYSGRID+: COMUNIDADES LOCALES ENERGÉTICAMENTE POSITIVAS CON SISTEMAS HÍBRIDOS DE GENERACIÓN RENOVABLE Y ALMACENAMIENTO

**Noemi González Cobos**, Dr. Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Lucía Arcos Usero,** Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Julio César Díaz Cabrera,** Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Jesús Manuel Riquelme Santos**, Catedrático de Universidad, Asociación de Investigación y Cooperación Industrial de Andalucía "F. De Paula Rojas" (AICIA)
**Manuel Andrés Chicote,** Dr. Ingeniero I+D, Centro Tecnológico CARTIF
**Jesús Samaniego Muñoz**, Ingeniero I+D, Centro Tecnológico CARTIF
**Luis Ángel Bujedo Nieto**, Ingeniero I+D, Centro Tecnológico CARTIF
**Haizea Gaztañaga**, Dra. Responsable de Equipo de Especialización Gestión de energía Eléctrica y Térmica, Centro Tecnológico IKERLAN
**Pablo Carrasco Ortega,** Ingeniero I+D, Fundación Instituto Tecnológico de Galicia
**Eduardo Fontúrbel Martínez**, Ingeniero I+D, Fundación Instituto Tecnológico de Galicia

**Resumen:** Las comunidades energéticas locales son un modelo clave para lograr una transición energética sostenible y justa cuyo despliegue en las redes de distribución dará lugar a multitud de beneficios ambientales y sociales, dando mayor seguridad al suministro y mayor soberanía energética a los consumidores. En este contexto, la red de excelencia Cervera HySGrid+ se ha constituido con el fin último de investigar y desarrollar soluciones tecnológicas novedosas que faciliten la creación de comunidades energéticas locales con balance neto positivo de alta eficiencia y basadas en sistemas híbridos de generación renovable y almacenamiento, así como para contribuir a desarrollar un marco regulatorio y de estandarización que faciliten su despliegue real.

**Palabras clave:** Comunidades Energéticas Locales, Balance neto positivo, Transicción energética, Agregación de energía

## INTRODUCCIÓN

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [1] establece para 2030 tres objetivos claros: 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990, una mejora en la eficiencia energética de un 39.5%, así como un 74% de generación de energía basada en fuentes renovables. En la consecución de todos estos objetivos, se espera que las comunidades energéticas locales desempeñen un papel muy relevante [2].

Las comunidades energéticas locales representan un nuevo modelo energético que ha surgido recientemente como un instrumento clave en la transición hacia sistemas energéticos sostenibles. En particular, con este nuevo modelo se busca principalmente promover un uso más justo, eficiente y colaborativo de la energía, y con ello el cumplimiento de los objetivos de descarbonización [3].

En una comunidad energética local, sus miembros o integrantes se organizan y colaboran entre sí para producir, autoconsumir, gestionar, almacenar y vender su propia energía, así como para promover diferentes servicios energéticos dentro de la comunidad de acuerdo con sus propias preferencias e intereses. Todo ello con el fin último de obtener beneficios energéticos tanto para los miembros o usuarios como para el territorio local en el que opere la comunidad. De esta forma, las principales actividades energéticas en las que puede participar una comunidad energética local incluyen la generación de energía principalmente procedente de fuentes renovables, la distribución, el suministro, el consumo, la agregación, el almacenamiento de energía, la prestación de servicios de eficiencia energética, servicios de recarga para vehículos eléctricos o de otros servicios energéticos a través de los cuales poder aumentar la penetración de las energías renovables, mejorar el ahorro y la eficiencia energética y/o potenciar el rol del usuario o consumidor [4].

La magnitud de los beneficios asociados a este nuevo modelo energético puede variar según las regiones y recursos locales, así como de las actividades que se vayan a implantar. No obstante, generalemente se pueden resumir en beneficios ambientales, sociales, sinergias con el entorno urbano o industrial, y mayor seguridad y soberanía energética. En particular, las comunidades energéticas permiten involucrar a un gran número de personas que de otra manera no tendrían un rol en la transición energética, y sobre todo ayudan a incrementar la aceptación de las energías renovables en entornos en los que puede haber una cierta resistencia social a las nuevas infraestructuras

energéticas [5]. Por otra parte, maximizan los beneficios en el entorno local (creación de empleo local, reducción del coste energético, reducción de la pobreza energética…). Sin embargo, para la implementación real de muchas de las actividades energéticas anteriormente mencionadas se requiere todavía investigar en nuevas estrategias y soluciones tecnológicas. Asimismo, es fundamental desarrollar un marco regulatorio y legislativo que habilite y facilite su implementación, así como plantear nuevos mecanismos de mercado que promuevan e incentiven el despliegue de este tipo de ecosistema energético.

Para dar respuesta a estas necesidades, la red de excelencia HySGrid+, formada por los centros tecnológicos AICIA, CARTIF, IKERLAN, ITG e ITE, coordinada por este último centro, se ha constituido para abordar muchos de los retos técnicos y regulatorios presentes en el despliegue de comunidades energéticas locales. Además, dentro del paradigma de las comunidades energéticas locales, la red HySGrid+ pretende dar un paso más allá buscando, a través de la investigación y el desarrollo tecnológico, que estas puedan operar bajo premisas de balance de energía positivo.

## COMUNIDADES ENERGÉTICAS LOCALES POSITIVAS

La red HySGrid+ tiene como objetivo investigar, desarrollar y validar soluciones tecnológicas novedosas que faciliten y promuevan el despliegue de comunidades energéticas locales, y conseguir que estas puedan operar alcanzando un balance neto positivo. Lograr un balance energético positivo significa que la energía entregada por la comunidad deber ser mayor que la energía suministrada desde el exterior, y esta debe estar basada principalmente en fuentes renovables. Esta consideración requiere generar energía de manera local e intensiva mediante fuentes renovables, electrificar una parte importante de la demanda térmica y del transporte, gestionar de manera óptima la flexibilidad aportada por recursos energéticos como los sistemas de almacenamiento (almacenamiento estático o almacenamiento dinámico a través del vehículo eléctrico), así como fomentar la participación activa de los usuarios (a través de esquemas de respuesta a la demanda o de agregación de usuarios). Por otro lado, las redes de calor o redes de calefacción y refrigeración deberán basarse en fuentes de energía disponibles localmente, renovables y bajas en carbono. De esta forma, también se deberán explotar las sinergias y complementariedades existentes entre la energía térmica y eléctrica y sus redes asociadas. Sin embargo, la combinación segura y eficiente de todos estos factores no está exenta de retos. Dicho de otro modo, es todavía necesario investigar en nuevas estrategias y soluciones tecnológicas que garanticen una integración eficiente de las redes y recursos térmicos y eléctricos, y que tengan en cuenta todos los agentes, recursos, sistemas y elementos que pueden interaccionar y confluir en este tipo de ecosistema energético colaborativo. Asimismo, también es fundamental desarrollar el marco regulatorio y plantear nuevos mecanismos de mercado que permitan a los usuarios finales de la energía, a través de las comunidades energéticas, ser protagonistas en el proceso de transición energética. Para dar respuesta a todas estas necesidades y retos, se ha constituido esta agrupación de centros tecnológicos. En concreto, la red tiene como objetivo fundamental abordar el desarrollo y validación de tecnologías y metodologías habilitantes que permitan:

- Planificar y diseñar comunidades energéticas locales bajo premisas de balance de energía positivo que se adapten a las condiciones locales y a las necesidades de los miembros de la comunidad como por ejemplo los servicios energéticos que quieran implementar.
- Gestionar de manera eficiente la comunidad con apoyo de recursos flexibles (sistema de almacenamiento, cargas gestionables, estaciones de recarga, etc.) para garantizar un balance neto positivo.
- En línea con lo anterior, garantizar la estabilidad y fiabilidad de las redes internas (térmicas y eléctricas) en cualquier modo de funcionamiento, es decir, conectadas a una red principal o funcionando de forma aislada.
- Integrar las redes térmicas y eléctricas de la comunidad facilitando el intercambio de flujos energéticos entre ambas.
- Facilitar el intercambio de energía entre los diferentes miembros de la comunidad y con la red de transporte o de distribución atendiendo a diversos criterios operacionales, económicos, ambientales y sociales.
- Potenciar la participación activa de todos los miembros de la comunidad en todos los procesos de planificación, gestión y explotación.

Asimismo, se espera que los resultados obtenidos contribuyan a desarrollar un marco regulatorio, de certificación y estandarización que permita impulsar este nuevo modelo energético, así como definir una serie de modelos de negocio asociados al despliegue de estas comunidades que permitan tanto a usuarios finales como entidades públicas y privadas conocer cuales son las oportunidades asociadas a formar parte de este nuevo modelo energético.

En términos específicos, el siguiente esquema recoge los principales aspectos clave que aborda la agrupación desde las diferentes líneas de investigación o áreas temáticas que se consideran necesarias para lograr hacer viables las comunidades energéticas locales con balance positivo.

*Figura 1. Áreas de investigación Red De Excelencia HySGrid+.*

## METODOLOGÍA PROPUESTA

La metodología de trabajo de la red de excelencia HySGrid+ se articula alrededor de las 5 áreas de investigación mostradas en la figura anterior (Figura 1):

- Recursos de la comunidad
- Diseño y planificación
- Predicción y tratamiento avanzado de datos
- Gestión de la comunidad
- Marco regulatorio y modelos de negocio.

Cada área está compuesta por un conjunto de líneas de investigación, cada una de las cuales aborda un reto específico. La consecución de todas las líneas de investigación planteadas permitirá avanzar significativamente en el concepto de comunidades energéticas locales positivas. A continuación, se describe cada una de estas áreas, la necesidad de abordarlas, así como las líneas de investigación que engloban.

## Recursos de la Comunidad

Los principales recursos tanto térmicos como eléctricos que pueden integrar una comunidad energética local con balance positivo se pueden agrupar en 4 grandes grupos: generación y conversión, demanda, almacenamiento y redes o infraestructuras de distribución. Cada uno de estos recursos deberá tener asociados unos sistemas de control local y equipos de comunicación que permitan dotarlos de mayor inteligencia y facilitar su integración en la comunidad. Las características intrínsecas de cada recurso determinarán el diseño y planificación de la comunidad energética y son clave para caracterizarla, optimizar su operación y diseñar su interacción con otros sistemas y sinergias con el resto de elementos/habilitadores en juego (mercados, regulación, etc.). Las líneas de investigación dentro de esta área están orientadas a habilitar la observabilidad y controlabilidad de recursos pertenecientes a estos 4 grupos dentro del contexto de comunidades energéticas locales con balance positivo.

En concreto, una de las líneas de investigación dentro de esta area aborda el desarrollo y testeo de sistemas de generación y conversión de energía en redes híbridas (eléctrico-térmico) con el fin de detectar carencias y proponer adaptaciones y mejoras de cara a un uso más eficiente e integrado de estos sistemas.

Por otro lado, en relación a los recursos de almacenamiento energéticos, se han identificado dos líneas de investigación, una orientada a baterías y la otra focalizada en sistemas inerciales térmicos. En lo que a baterías se refiere, los trabajos se centran en dos elementos fundamentales para su integración en sistemas energéticos sostenibles. Por un lado, se está trabajando en el desarrollo y control de sus interfaces de conexión a red. Por otro lado, se está profundizando en el desarrollo de algoritmos de estimación de vida. En cuanto a los sistemas de almacenamiento térmico se refiere, se realizarán ensayos dinámicos para la caracterización de sistemas térmicos inerciales así como de elementos de almacenamiento sensible y latente analizando la respuesta de elementos estructurales en edificios (forjados activos, PCM embebidos en fachada, etc.) como sistemas de almacenamiento de energía intermedio para dar soporte a estrategias de gestión de la demanda.

En cuanto al recurso demanda, la línea de investigación asociada está principalmente enfocada a la demanda dinámica que proporciona el vehículo eléctrico. Como resultado, se desarrollarán y validarán en un piloto demostrativo, diferentes estrategias de gestión inteligente para sistemas de almacenamiento dinámico adaptadas a las diferentes casuísticas que se pueden presentar en las comunidades energéticas positivas dependiendo, en gran medida, de los actores involucrados y de las actividades energéticas contempladas, de manera que cumplan con las políticas de control establecidas así como con los protocolos de comunicación estándares actuales y en desarrollo.

Por último, en lo que respecta al recurso infraestructura, se ha iniciado el diseño (para su posterior desarrollo) de un cambiador de tomas de estado sólido para transformadores de distribución MT/BT con el que dar soporte a la comunidad energética local en el mantenimiento de los estándares de calidad del suministro.

## Diseño y planificación

Para poder avanzar en la implementación de comunidades energéticas locales con balance neto positivo es preciso contar con metodologías y procedimientos sistemáticos para su diseño que evalúen no solamente aspectos técnicos de las redes eléctricas y térmicas y sus recursos asociados, sino también aspectos económicos y medioambientales e y de regulación específicos de este entorno colaborativo. Dentro de este contexto, la red aborda las siguientes líneas de investigación:

- Desarrollo de modelos que reproduzcan el comportamiento en régimen permanente y en régimen dinámico de las distintas tecnologías involucradas en las comunidades energéticas locales (generación, distribución, almacenamiento y uso final) adaptados a distintos objetivos y entornos de simulación con el fin de obtener un conocimiento de detalle de las oportunidades y debilidades de cada tecnología así como de combinaciones e integraciones parciales de las mismas.
- Desarrollo de directrices y herramientas para la planificación y diseño de comunidades energéticas positivas basadas en soluciones optimizadas adaptadas a las condiciones locales y a las necesidades de los miembros de la comunidad y las infraestructuras energéticas y de digitalización existentes.

## Gestión de la Comunidad

Para hacer posible el despliegue de comunidades energéticas locales con balance positivo es fundamental avanzar en la creación de estrategias globales de gestión que permitan una integración completa entre las redes térmicas y eléctricas, facilitando, como se ha indicado, el intercambio de flujos de energía entre ambas. En este sentido, una de

las principales líneas de investigación abordada por la red es el desarrollo, análisis y validación de un sistema de gestión centralizada que defina, en tiempo real, los flujos y ratios óptimos de intercambio entre los sistemas térmicos y eléctricos del sistema considerando, entre otros aspectos, las restricciones de operación y el estado actual de los recursos. Por otro lado, también se está avanzando en el desarrollo de sistemas de gestión a nivel de la red eléctrica de la comunidad con el objetivo de posibilitar una operación eficiente y segura en tiempo real bajo diferentes esquemas de operación. Estos esquemas caracterizan diferentes casos de uso que se diferencian entre si por las actividades energéticas que se contemplan, por los actores involucrados, y por los diferentes criterios de gestión establecidos (garantizar una operación segura en modo aislado como conectado a la red externa de distribución, facilitar el intercambio energético entre los diferentes miembros de la comunidad, y la provisión de servicios de flexibilidad por parte de agregadores de demanda).

## Predicción y Tratamiento avanzado de Datos

La creacción de comunidades energéticas locales positivas planteará muchos retos relacionados con la gestión de la información. En este tipo de ecosistema energético en el que se involucran multitud de recursos energéticos y actores se deberán tratar e intercambiar un gran volumen de datos en tiempos muy cortos. Se necesitará por tanto desarrollar algoritmia y aplicar técnicas avanzadas que permitan tratar y combinar los datos de manera adecuada para garantizar una operación y un control óptimo y seguro de la comunidad. Por otro lado, la alta presencia de fuentes de energía renovables incorpora un alto grado de incertidumbre en la operación y gestión de este tipo de ecosistema energético como consecuencia de su naturaleza variable e intermitente. Para reducir el impacto de dicha incertidumbre es fundamental mejorar las técnicas existentes de predicción de generación renovable. Asimismo, es preciso realizar una predicción eficiente de la demanda para, en la medida de lo posible, adaptarla a la generación renovable teniendo en cuenta los desafíos que se presentan al incorporar nuevas cargas al sistema como el vehículo eléctrico y las actividades de respuesta a la demanda. En línea con esto, la agrupación HySGrid+ tiene como objetivo desarrollar nuevos modelos de predicción que permitan mejorar la precisión en el pronóstico de la generación renovable y la demanda así como en el establecimiento de estrategias de operación en base a las predicciones realizadas y el almacenamiento disponible. Por otra parte, se está investigando el uso de técnicas de tratamiento masivo de información en tiempo real, con el fin de habilitar el desarrollo y la aplicación de modelos inteligentes para la gestión de los recursos distribuidos en comunidades energéticas locales positivas.

## Marco regulatorio y modelos de mercado

Dos de los aspectos más importantes y críticos a la hora de hacer viable el despliegue real de comunidades energéticas locales, es contar con un marco normativo adecuado, y con modelos de mercado que incentiven a los usuarios a apostar por este nuevo modelo energético. Ambos aspectos se están abordando en la agrupación dentro de esta área de investigación. En particular, en esta área se identificarán las barreras regulatorias actuales y se estudiarán casos de éxito internacionales a partir de los cuales se extraerán buenas prácticas. Por otro lado, se definirán diferentes escenarios de uso y tipologías de comunidades energéticas sobre los que se realizará un análisis de viabilidad técnico-económica para identificar los más prometedores. Asimismo, para los escenarios planteados, se identificarán potenciales modelos de negocio, posibles interacciones con el mercado eléctrico, los agentes involucrados en dichos modelos y las limitaciones y retos de cada modelo para poder finalmente validarlos, junto con las soluciones tecnológicas asociadas, en un entorno demostrativo o sandbox.

# RESULTADOS Y CONCLUSIONES

La red Cervera HySGrid+, compuesta por centros tecnológicos con conocimiento avanzado en los elementos y recursos tecnológicos claves en la implementación de sistemas energéticos sostenibles, permitirá al cabo de tres años, avanzar considerablemente en la creación de comunidades energéticas locales con balance positivo. En este artículo se ha descrito la metodología de trabajo que va a seguir la agrupación para el cumplimiento de los objetivos, y se han detallado todas las líneas de investigación que se han identificado como fundamentales para lograr la creación de comunidades energéticas locales con balance positivo. Como resultado de las líneas de investigación planteadas dentro de la red, se espera (i) explotar las sinergias y complementariedades entre los diferentes vectores energéticos (térmicos y eléctricos), (ii) integrar de manera eficiente, segura y masiva generación renovable a nivel local a través de la gestión y control inteligente de recursos flexibles, (iii) reducir la dependencia energética con la red externa, (iv) así como mejorar el ahorro y la eficiencia energética dando protagonismo al consumidor o al usuario final de la energía.

## AGRADECIMIENTOS

Este artículo se enmarca dentro de HySGrid+, una red española de Centros de Excelencia que cuenta con el apoyo del Ministerio de Ciencia e Innovación a través del organismo CDTI, en el marco del programa Cervera "CER-20191019".

## REFERENCIAS

[1] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx (20 septiembre 2020)
[2] Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales. https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/guia_para-desarrollo-instrumentos-fomento_comunidades_energeticas_locales_20032019_0.pdf (20 septiembre 2020)
[3] Energy communities: an overview of energy and social innovation. https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC119433/energy_communities_report_final.pdf (20 septiembre 2020)
[4] Comunidades energéticas en la Unión Europea. https://asset-ec.eu/wp-content/uploads/2019/07/ASSET-Energy-Comminities-Revised-final-report.pdf (20 septiembre 2020)
[5] V. Azarova, J. Cohen, C. Friedl, J. Reichl, 2019,“Designing local renewable energy communities to increase socialacceptance: Evidence from a choice experiment in Austria, Germany, Italy and Switzerland” Energy Policy.

# ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN CON ENERGÍA MINIEÓLICA EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN

**Luis Arribas**, investigador, CIEMAT
**Sara de la Fuente**, Ingeniera Oficina Técnica, Grupo Ortiz

**Resumen:** La presente comunicación aborda la situación de la generación con energía minieólica en redes eléctricas de distribución en baja tensión, más particularmente, en las circunstancias que se presentan en España actualmente. Son muchos los aspectos que se suscitan cuando se acomete tal análisis, algunos de los cuales han sido incluidos: aspectos técnicos, aspectos legislativos y aspectos regulatorios. Como muestra, se ha realizado el análisis de viabilidad económica particularizado para un caso de estudio, consistente en un aerogenerador de uso compartido en Galicia, en el que se ha incluido también una metodología de diseño. En cuanto a la viabilidad técnica, se ha incluido un análisis de la influencia de la generación sobre la variación en la tensión de la red.

**Palabras clave:** generación distribubuida en baja tensión, minieólica, autoconsumo, compartido.

## INTRODUCCIÓN

El esquema del sistema eléctrico tradicional tiene una estructura clara en España; generación, transporte y distribución (con la presencia de las comercializadoras para realizar los trámites económicos con el consumidor final). Sin embargo, se han producido dos cambios significativos en los últimos años con respecto al sistema eléctrico: por un lado, el desarrollo de fuentes renovables (mayoritariamente solar FV y eólica), y por otro la introducción del concepto de generación distribuida y autoconsumo.

En cuanto a generación distribuida, cabe destacar que la aprobación del real decreto RD 244/2019 referente a autoconsumo desbloquea la construcción de plantas de generación distribuida, hasta ahora relativamente obstruidas. Se prevé que este tipo de generación cobre mucho más peso tanto a nivel mundial como a nivel español en los próximos años, y es por ello que en el presente trabajo se decide hacer una investigación sobre ésta.

La aplicación consistente en conectar a la red eléctrica convencional los aerogeneradores de pequeña potencia es relativamente novedosa, frente a la aplicación tradicional de los mismos conectados a sistemas aislados de la red (Arribas & de la Fuente, 2019). Esta aplicación, que en algunos países como EE.UU. o Reino Unido ya resulta frecuente, cuenta con la particularidad que supone la conexión a la red eléctrica convencional. Ha sido precisamente la conexión a red de aerogeneradores de pequeña potencia, la que ha servido de principal motor del crecimiento de esta tecnología a nivel mundial (Cruz & Arribas, 2009).

La normativa que legisla la generación distribuida en España conforma los condicionantes técnicos que tienen que cumplir estas instalaciones generadoras en cuanto a la calidad de la energía que se inyecta a la red y la legalización de éstas. Es de aplicación el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT). Se sigue la normativa estipulada por las Instrucciones Técnicas Complementarias para Baja Tensión, pertenecientes al REBT, especialmente la ITC-BT 40 referida a Instalaciones generadoras de baja tensión. Además, son seguidas las normas UNE pertinentes en cada campo. Ejemplos de normas UNE son la familia de normas UNE-EN 61400 (trasposición de las normas internacionales IEC 61400), referidas a generación eólica. Es destacable la norma UNE-EN 50160, centrada en las características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución, ya que el presente estudio está enfocado a la evaluación de este parámetro, y la norma UNE-EN 40438:2015 que de manera más genérica trata los requisitos para la conexión de microgeneradores a las redes generales de distribución en baja tensión.

En cuanto a la regulación, a nivel nacional está vigente el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, y en cuanto a autoconsumo, el reciente Real Decreto 244/2019 de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. En cuanto a la clasificación de los distintos tipos de autoconsumo, así como su retribución, esos son los puntos más importantes a destacar. En la tabla siguiente se hace un resumen de las distintas modalidades.

*Tabla I. Cuadro resumen de las modalidades de autoconsumo (IDAE, 2019).*

## DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO

El objetivo principal del estudio es el análisis de una instalación de autoconsumo compartido en una red de distribución, evaluando su viabilidad económica y técnica, al incorporar tecnologías renovables (mini eólica) distribuidas. Se podría haber incluido igualmente la generación solar FV (de la Fuente., 2019). Para conseguir este objetivo, se ha elegido un caso de estudio, abordando las tareas que se describen a continuación.

En cuanto a la selección y caracterización del caso de estudio, se evalúan los recursos renovables disponibles en la localización elegida (Ortigueira, A Coruña, España). Por otro lado, se deben caracterizar los consumos del modelo estudiado, así como la red eléctrica de baja tensión en el área de estudio. También es fundamental un estudio detallado de las tecnologías de generación tenidas en cuenta, desde un punto de vista económico y desde un punto de vista de las características técnicas en cuanto a su generación.

La siguiente tarea es el diseño de la instalación óptima de autoconsumo para el caso de estudio, teniendo en cuenta la caracterización realizada. El diseño se realiza bajo un criterio económico, siendo el sistema óptimo el que suponga un menor coste para los usuarios a lo largo de la vida útil de la instalación. Una vez conocidos los costes de la instalación, se procede al análisis de la viabilidad económica del proyecto.

Por último, se realiza el análisis de la viabilidad técnica de la solución, comprobando que las afecciones de la instalación sobre la red eléctrica de baja tensión a la que se conecta cumplen la normativa vigente. Para poder realizar este análisis, es necesario seleccionar los casos de estudio más significativos, desde el punto de vista de su afección sobre la red, más concretamente, sobre la tensión de la red, en este caso.

## METODOLOGÍA

Se presenta a continuación una metodología de diseño de sistemas en los que se incluya generación eólica de pequeña potencia, en general, y en aplicaciones conectadas a la red eléctrica de baja tensión, en particular, que tiene un carácter secuencial en el que se recorren las distintas etapas recomendadas: recolección de datos, diseño y proyecto de implementación. Se acompaña además con la presentación de algunas de las herramientas informáticas disponibles que pueden ser utilizadas, junto con algunos comentarios sobre la viabilidad económica. Por último, aunque se trate de un estudio que es más propio de la empresa distribuidora de electricidad que del instalador o el diseñador de la aplicación eólica de pequeña potencia, se incluye también un resumen del análisis que tiene la instalación sobre la tensión de la red eléctrica de baja tensión.

## Recolección de datos

La aplicación que se ha planteado para la generación minieólica conectada a una red eléctrica de baja tensión es la de uso colectivo, por una doble razón: por un lado, el nuevo marco regulatorio lo permite; por otro lado, esta aplicación permite utilizar aerogeneradores de tamaño más grande que si se plantease una instalación de uso individual, y en el caso de la generación minieólica el aumento en el tamaño del generador se traducirá en una mayor producción a un menor coste.

En esta fase es donde las entradas principales para el proceso de diseño son reunidas, tales como: caracterización del recurso eólico (con atención especial al entorno urbano, donde es más difícil de evaluar), caracterización de los consumos, caracterización de la red eléctrica e información técnica y económica de los equipos. En proyectos de un cierto tamaño, es práctica común realizar campañas en campo tanto para la caracterización del recurso eólico como del consumo; en sistemas con aerogeneradores de pequeña potencia, por el contrario, no es raro que no se disponga de datos medidos sobre todo para la caracterización del recurso eólico (lo normal hoy en día es disponer datos de algún mapa eólica regional o nacional), y a veces tampoco para la caracterización de los consumos. A continuación, se describirán estas secciones.

***Consumos***

Una dificultad añadida en este caso es la disponibilidad de información de los consumos de todos los usuarios implicados. En el caso de este estudio, además, se pretende analizar también la influencia sobre la tensión eléctrica en la línea. Por todo ello, para realizar este caso teórico de estudio, se ha seleccionado el modelo de red European Low Voltage Test Feeder, proporcionado por IEEE (Arritt y Dugan, 2010), una red de distribución mallada en baja tensión y a 50 Hz y cuyas dimensiones sean relativamente amplias. A esta red se encuentran conectadas 55 cargas monofásicas (los usuarios, en nuestro caso) distribuidas uniformemente, y definidas con su evolución minutal durante 24 horas. A continuación, se muestran (ver Figura 1 izquierda) tanto las 55 cargas superpuestas, como las cargas agregadas totales (ver Figura 1 derecha), donde se puede observar el perfil diario de las cargas, que se asemeja al perfil de consumo doméstico, lo cual hace a esta investigación representativa de un caso genérico.

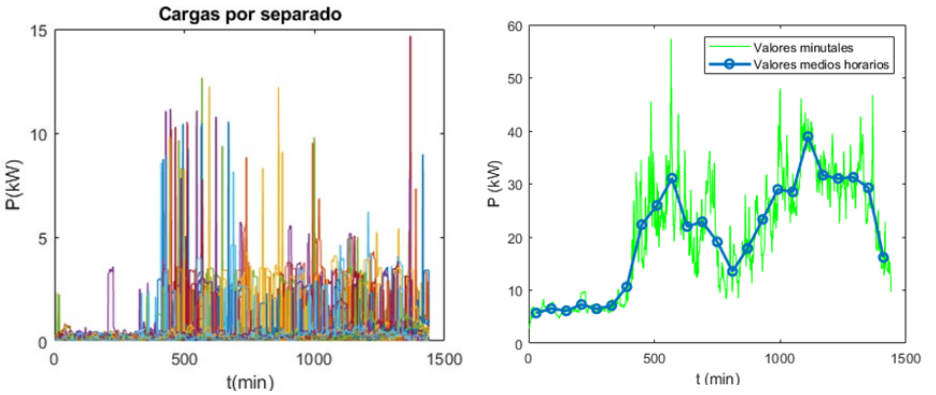



*Figura 1. Superposición de las cargas del modelo utilizado (izquierda) y cargas agregadas totales (derecha). Fuente: Elaboración propia.*

***La red eléctrica***

Se han tenido las siguientes consideraciones:

- Todos los consumidores de la red están sujetos a la misma tarifa eléctrica (2.0A) y a la misma compañía
- Toda la energía autoconsumida se acoge a la modalidad de excedentes con compensación
- El precio de la energía inyectada a la red es de 0,081 €/kWh para todas las horas del día (En España la regulación actual implica Net Billing, balance monetario, con diferentes precios de compra y venta de energía.

***Recurso eólico***

Si no se dispone de datos medidos del recurso eólico, hoy en día existen diferentes fuentes de datos del recurso eólico, tanto a nivel global, como el Global Wind Atlas, como a nivel europeo o nacional e incluso regional, como Meteogalicia. No obstante, el recurso eólico se complica en el entorno urbano, donde se ve afectado por la presencia de obstáculos,

por la temperatura y por la naturaleza dinámica del entorno. Esta complejidad conduce en última instancia a la reducción de los rendimientos de la tecnología minieólica instalada. Por ello, además de las herramientas clásicas de evaluación de la producción de energía de un aerogenerador en un emplazamiento, a partir de la curva de potencia como caracterización de la generación, y de la función de distribución de Weibull como caracterización del recurso eólico en el emplazamiento, se han producido recientemente herramientas que permiten tener en cuenta el efecto de los obstáculos sobre la producción energética de aerogeneradores. A continuación se presentan quizás las dos más comunes: myWindTurbine, desarrollada por la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU), y UrbaWind, desarrollada por la empresa francesa Metodyn.

En este caso de estudio se han utilizado series temporales obtenidas de MeteoGalicia y de Meteoblue para el emplazamiento seleccionado. Dado que se trata de un caso ficticio, no se ha aplicado ninguna de las herramientas mencionadas para tener en cuenta el efecto del entorno urbano, como debería hacerse en un caso real. Finalmente se tiene el perfil de viento medio mensual a 10 metros es el siguiente.

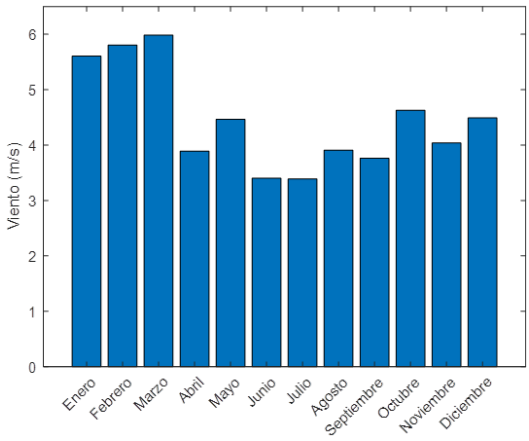



*Figura 2. Perfil medio mensual de viento. Fuente: Elaboración propia.*

***Aerogenerador***

Para modelar en HOMER Pro el aerogenerador de pequeña potencia (minieólica) que se instalará en la red estudiada, se requiere caracterizar principalmente: los costes (instalación, reposición y O&M) y la curva de potencia. En este caso, se quiere usar un único modelo de aerogenerador para todo el posible rango de potencias, para que los datos introducidos en este componente de HOMER Pro sean fiables para cualquier potencia del aerogenerador (teniendo en cuenta que los rangos en los que nos movemos son 1 kW-100 kW). Para ello se ha elaborado una curva de variación del coste en función de la potencia, y una única curva de potencia normalizada, tal y como se muestra en la Figura 3.

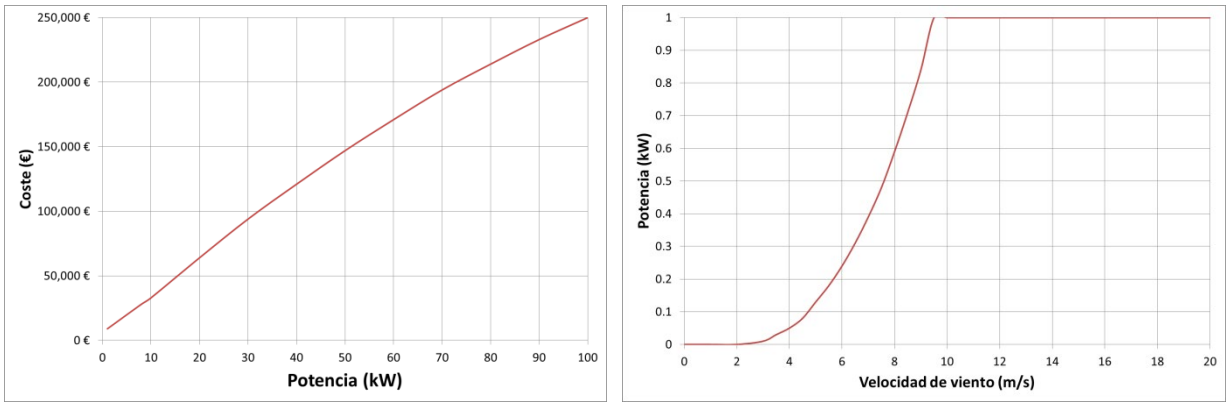



*Figura 3. Curvas de coste frente a potencia nominal (izquierda), y curva de potencia normalizada del aerogenerador (derecha). Fuente: Elaboración propia.*

## Diseño

A este nivel, también existen disponibles ambas opciones de herramientas: comerciales, de las cuales el programa HOMER Pro (o HOMER Grid, en sistemas conectados a red) es una referencia internacional, o herramientas de diseño propio, que llevan tiempo y esfuerzo para ser desarrolladas y solo ofrecen mejoras a las existentes si se quiere hacer un análisis muy específico.

El análisis dinámico y de transitorios se realizan cuando el diseñador lo considera necesario, con herramientas comerciales (como PSS-E, PowerWorld, DigSilent Power Factory, etc.) o libres (como PyPower, PandaPower, OPENDSS, etc.). Será necesario incluirlo cuando se considere que el sistema puede presentar problemas de funcionamiento dinámico o que puedan darse transitorios indeseados que perturben la correcta operación. En este caso de estudio se ha utilizado HOMER Pro para la fase de diseño y OPENDSS (Dugan et al, 2018) para el análisis de tensión.

## Proyecto de implementación

Una vez que la configuración y los equipos se han elegido y calculado en la etapa de anterior, es momento de establecer la documentación necesaria para la ejecución de la instalación: esquemas, planos, documentación técnica, etc. Esta es una etapa puramente ingenieril y, por lo tanto, las herramientas que se utilizan son las comunes en ingeniería, no utilizándose programas específicos para esta tecnología. Esta fase no se ha abordado en este caso.

# RESULTADOS OBTENIDOS Y DISCUSIÓN DE LOS MISMOS

## Análisis de viabilidad económica

Por un lado, se ha simulado el Caso base, en el que la totalidad de los consumos son alimentados por la red. Por otro lado, se ha simulado el Caso eólico, con la configuración óptima del aerogenerador conectado a dicha red. En este caso, la energía es consumida de la red o del aerogenerador en función de su producción, y es vendida a la red en caso de generar un excedente. Además, el modelo legislativo al que se acogerá esta instalación será el de autoconsumo compartido. Los resultados resumidos comparativos de las dos configuraciones se muestran en la Tabla II.

| Configuración | Potencia eólica (kW) | NPC (€) | LCOE (€/kWh) | % Renovable | TIR (%) | Periodo de retorno (años) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Caso eólico | 34 | 431.592 | 0,159 | 51,7 | 8 | 10,7 |
| Caso base | - | 453.365 | 0,199 | 0 | - | - |

*Tabla II. Comparación de resultados obtenidos.*

HOMER Pro ordena las opciones siguiendo un criterio económico, teniendo en cuenta el menor Coste Actual Neto (Net Present Cost, NPC), que consiste en el coste total de la instalación menos los ingresos que obtiene la instalación a lo largo de toda su vida útil (25 años en este caso). Se puede ver que el Levelized Cost Of Energy (LCOE), que es el coste de la energía medio producido por la instalación, experimenta una reducción notable, desde los 0,199 €/kWh del Caso base (incluye costes fijos y variables) a 0,159 €/kWh, en el Caso eólico. En general, la instalación presenta valores de los parámetros económicos aceptables, siendo una inversión rentable con un periodo de retorno típico para este tipo de instalaciones.

## Análisis de la influencia sobre la tensión

Se hacen dos tipos de estudio de tensión: temporal (se evaluará la tensión a lo largo del día en puntos seleccionados de la red); y espacial (para un momento determinado, a lo largo de toda la red). Los casos que se estudiarán serán los correspondientes al Caso eólico (modelo de IEEE con la potencia óptima eólica proporcionada por HOMER Pro). En la Figura 4 se muestran las gráficas, para el punto más alejado del centro de transformación, donde el efecto podría ser más desfavorable, correspondientes a la variación de la tensión durante un día (izquierda) y a la variación a lo largo de la línea de la variación de la tensión en el momento de mayor potencia inyectada. Hay que indicar que el aerogenerador se ha ubicado precisamente cerca de este punto más lejano, para que su influencia sea mayor.

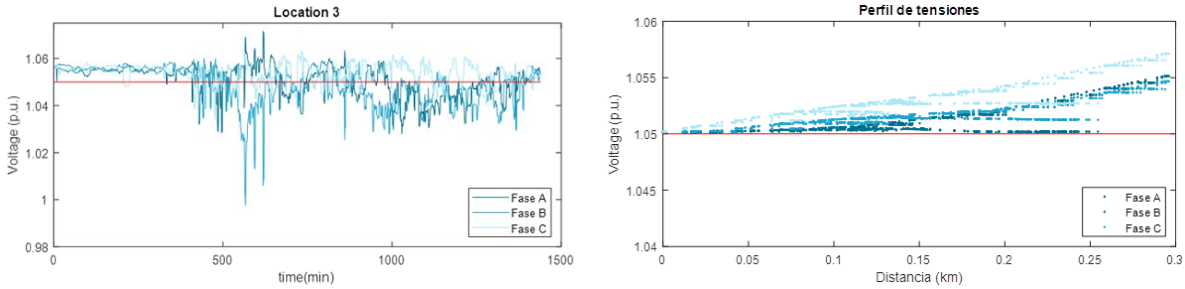



*Figura 4. Análisis de la variación de tensión para el caso eólico: temporal en el punto más alejado (izquierda); y espacial en el momento de mayor inyección de potencia (derecha). Fuente: Elaboración propia.*

Se ha llegado a las siguientes conclusiones: la configuración eólica estudiada está dentro de los límites de tensión establecidos por la normativa española, permaneciendo en el ±10% de variaciones de la tensión permitidas en las redes de distribución; y cumple los límites de variación de ±2.5% de la tensión con respecto al centro de transformación aportado por la generación distribuida.

## CONCLUSIONES

En el presente documento se han abordado distintos aspectos relacionados con la viabilidad técnica y económica de una instalación de generación eólica conectada a la red eléctrica en baja tensión, considerando el marco regulatorio y normativo, muy cambiante en los últimos tiempos, por lo que no es descartable que sufra nuevas modificaciones en el futuro cercano. Se ha incluido también una metodología de diseño de tales sistemas, con la enumeración de herramientas informáticas disponibles.

Como caso de estudio representativo, se ha elegido un emplazamiento en una zona con buen recurso eólico, con un aerogenerador de pequeña potencia para autoconsumo colectivo en Galicia, donde se ha aplicado el análisis descrito. El diseño del sistema, así como su análisis de viabilidad económica se ha hecho con el programa HOMER Pro, obteniendo las siguientes conclusiones: desde un punto de vista económico, la solución resultante, consistente en un único aerogenerador de unos 35kW de potencia, tendría un plazo de recuperación de la inversión superior a 10 años en el actual marco regulatorio, lo que se considera como aceptable para una instalación de este tipo.

Se ha realizado también un análisis de la influencia de la generación mini-eólica sobre la tensión en la red de baja tensión. Tras haber hecho una revisión bibliográfica sobre el tema de estudio se ha elegido una red proporcionada por IEEE, European Low Voltage Test Feeder. A continuación, se ha hecho un estudio de la viabilidad técnica de dicha configuración en OpenDSS, enfocado al estudio de la tensión en la red, y comparándolo con el caso sin generación eólica. Se ha llegado a la conclusión de que está dentro de los límites de tensión establecidos.

## REFERENCIAS

[1] Arribas L, de la Fuente S.L., 2019, Análisis de la generación con energía minieólica en redes eléctricas de distribución en baja tensión, Informe Técnico CIEMAT 1466.
[2] Arritt R. F. y Dugan R. C., 2010, The IEEE 8500-node test feeder», en IEEE PES T&D 2010, New Orleans, LA, USA.
[3] Cruz I., Arribas L., 2009, Wind Energy THE FACTS". Capítulo 6 de Tecnología: "Small Wind Turbines
[4] De la Fuente S.L., 2019, Análisis de la viabilidad de la implantación de tecnología eólica y solar fotovoltaica en redes de distribución. Trabajo de Fin de Máster. Universidad Carlos III de Madrid
[5] Dugan R. C., Montenegro D., et al, 2018, Reference Guide. The Open Distribution System Simulator. (OpenDSS).
[6] IDAE, 2019, Guía de tramitación del Autoconsumo, versión preliminar.

- http://homerenergy.com (28 sep. 20)
- http://www.mywindturbine.com/ (28 sep. 20)
- https://meteodyn.com/business-sectors/microclimate-and-urban-planning/13-urba-wind.html (28 sep. 20)
- https://www.meteogalicia.gal/web/inicio.action (28 sep. 20)
- https://www.meteoblue.com/ (28 sep. 20)
- https://globalwindatlas.info/ (28 sep. 20)

# CONTROL Y SUPERVISIÓN ENERGÉTICA HOSPITAL MUPRESPA

**Francisco Javier Aragón Carretero,** Customer Project Engineer, Schneider Electric

**Resumen**: El BMS permite controlar el alumbrado, los SAI´s, el sistema de refrigeración, la climatización, los dispositivos de detección de incendios y el parque fotovoltaico de renovables, proporciona datos 24/7 en tiempo real del estado de la instalación y del consumo generado. Integra medidores de energía, y cuadros inteligentes conectados para obtener información tanto de los consumos de los circuitos secundarios a través de contadores de energía como del estado de los interruptores principales de cada cuadro secundario. El sistema mejora la toma de decisiones, permite una mayor eficiencia energética, un mejor rendimiento, así como mantenimiento preventivo. Las soluciones adoptadas le han permitido un ahorro económico en su consumo energético del 43%.

**Palabras clave:** Building Management System, Smart Pannel, cuadros inteligentes, ahorro de costes, eficiencia edificios,

## INTRODUCCIÓN

Fraternidad-Muprespa cuenta con una red de 122 centros asistenciales en toda España, entre ellos el Hospital del Paseo de La Habana en Madrid, dedicado a los accidentes de trabajo. Este Hospital abrió sus puertas en marzo de 2019, con una superficie de 14.000 metros cuadrados. El centro dispone de servicio de urgencias, diagnóstico por la imagen, zona de consultas externas, dos plantas de hospitalización con 50 habitaciones individuales, gimnasio de rehabilitación, bloque quirúrgico con tres quirófanos, unidad de recuperación post-anestésica y esterilización.

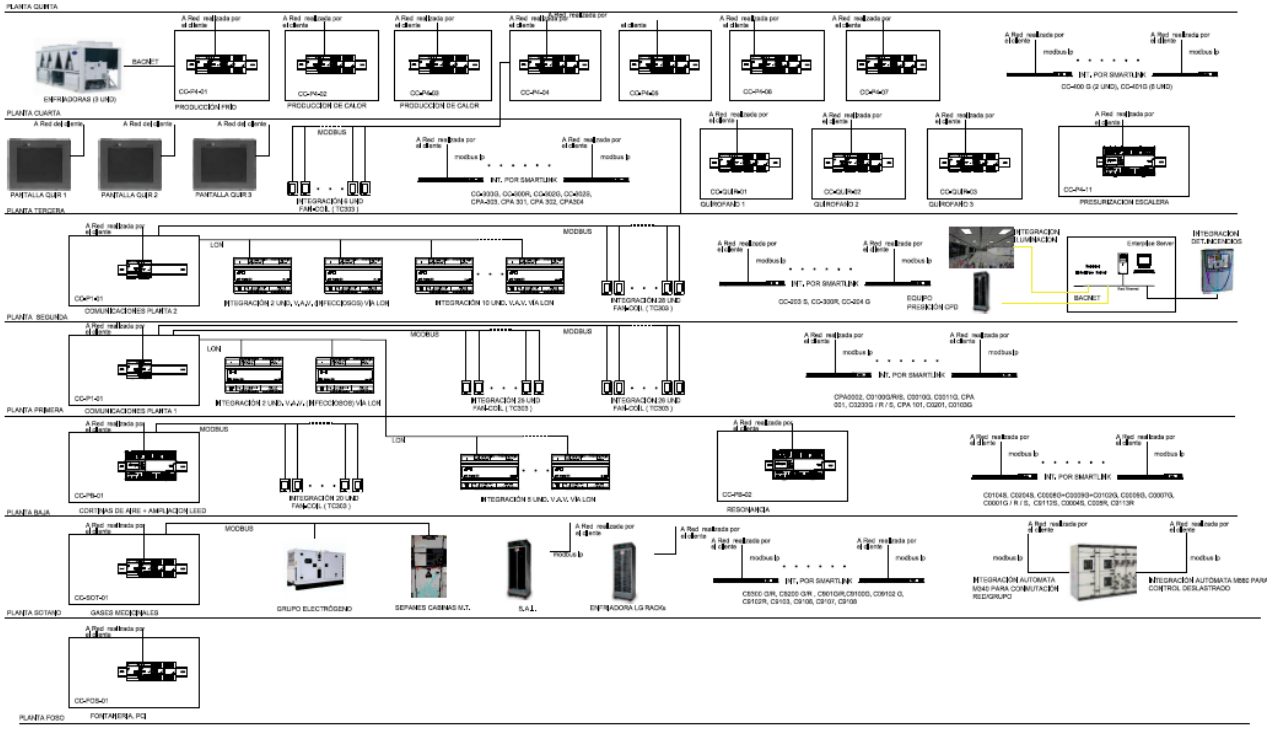



*Figura 1. Arquitectura Solución.*

Desde el principio, el Hospital Fraternidad-Muprespa Habana se proyectó como un edificio puntero en eficiencia energética mediante el uso de las últimas tendencias tecnológicas. El conjunto de soluciones adoptadas le han permitido un ahorro económico en su consumo energético del 43% y la obtención de la certificación LEED Healthcare PLATINO, concedido por la prestigiosa entidad estadounidense US Green Building Council. Es el único hospital de España y uno de los 4 en todo el mundo en haberlo conseguido. La gestión de todas las instalaciones y las medidas de ahorro energético están controladas por un sistema BMS (Building Management System), EcoStruxure Building Operation, de Schneider Electric. Gracias a su capacidad de monitorizar los datos energéticos claves, el edificio ha conseguido una mayor eficiencia energética, reduciendo los costes, garantizando el confort y la seguridad de sus

usuarios, así como la continuidad del servicio para instalaciones críticas en todo momento, sobre todo en las zonas de quirófano. El hospital Muprespa es la teoría de un edificio inteligente hecha realidad. En este edificio se han ejecutado todas sus instalaciones de forma que sea posible su monitorización, supervisión y gestión de las mismas.

## LA SUPERVISIÓN Y EL CONTROL

La supervisión y el control de las instalaciones del hospital corren a cargo de la plataforma EcoStruxure Building. Esta engloba tanto a los elementos de campo (sondas, sensores, actuadores…) como a los controladores en los que reside la lógica de funcionamiento y el software que permite la visualización e interacción con cada una de las instalaciones integradas.

Dentro de estas instalaciones se encuentra la instalación eléctrica del hospital. De esta se ha integrado tanto la media tensión (MT) como el cuadro general de baja tensión (CGBT) e incluso los cuadros secundarios de baja tensión repartidos por el edificio. También se integran tanto el grupo electrógeno como las SAI, conformando de este modo una auténtica Smartgrid.

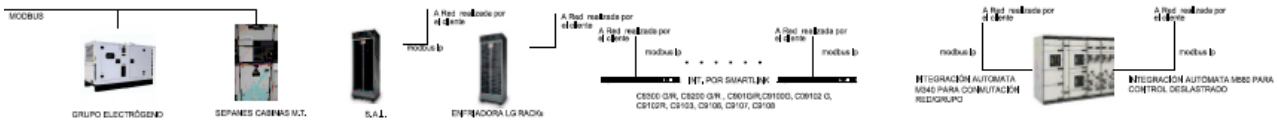



*Figura 2. Integración de Soluciones.*

## LA SMARTGRID

Comenzando por la Media Tensión, se han integrado los interruptores SEPAM de los dos transformadores que alimentan al hospital, de forma que tendremos monitorizados en todo momento el estado y los parámetros de trabajo de los mismos.

Las necesidades energéticas del hospital se cubren con un solo transformador, permaneciendo el otro en reserva. El CGBT será el encargado de gestionar el uso de uno u otro transformador. Esta integración se ha realizado por protocolo Modbus, el cual, a través de la pasarela Link 150 se comunica vía ethernet con el sistema de supervisión.

En esta misma red de Modbus se conecta el grupo electrógeno, permitiendo la supervisión de todos sus parámetros. Tanto los eléctricos en el momento de su funcionamiento como de la temperatura del aceite de refrigeración como el nivel de gasóleo y resto de parámetros que permiten un control de su estado y facilitan el mantenimiento del equipo.

## CGBT

A continuación, nos encontraríamos con el CGBT. Para este edificio se optó por un cuadro inteligente y con máxima continuidad de servicio.

*Figura 3. Cuadro modelo OKKEN.*

Las características principales de este cuadro son:

- La prevención de fallos, protección y reconexión automática de los procesos continuos y críticos.
- Mejora de la eficiencia energética.
- Control y monitorización. Acceso a datos en tiempo real, al estado de los equipos y mediciones de energía con control local y remoto
- Reducción de tiempos de inactividad y costes de mantenimiento.

El cuadro diseñado para este edificio consta de un total de 19 columnas y 108 interruptores todos ellos comunicantes. También se ha dotado al cuadro de un autómata M580 para gestionar la conmutación red / grupo y los deslastres necesarios en este caso.

También se ha equipado al cuadro de una pantalla Magelis que permitirá supervisar en todo momento el estado de la conmutación red grupo, incluso realizar maniobras de forma manual si llegar a ser necesario.

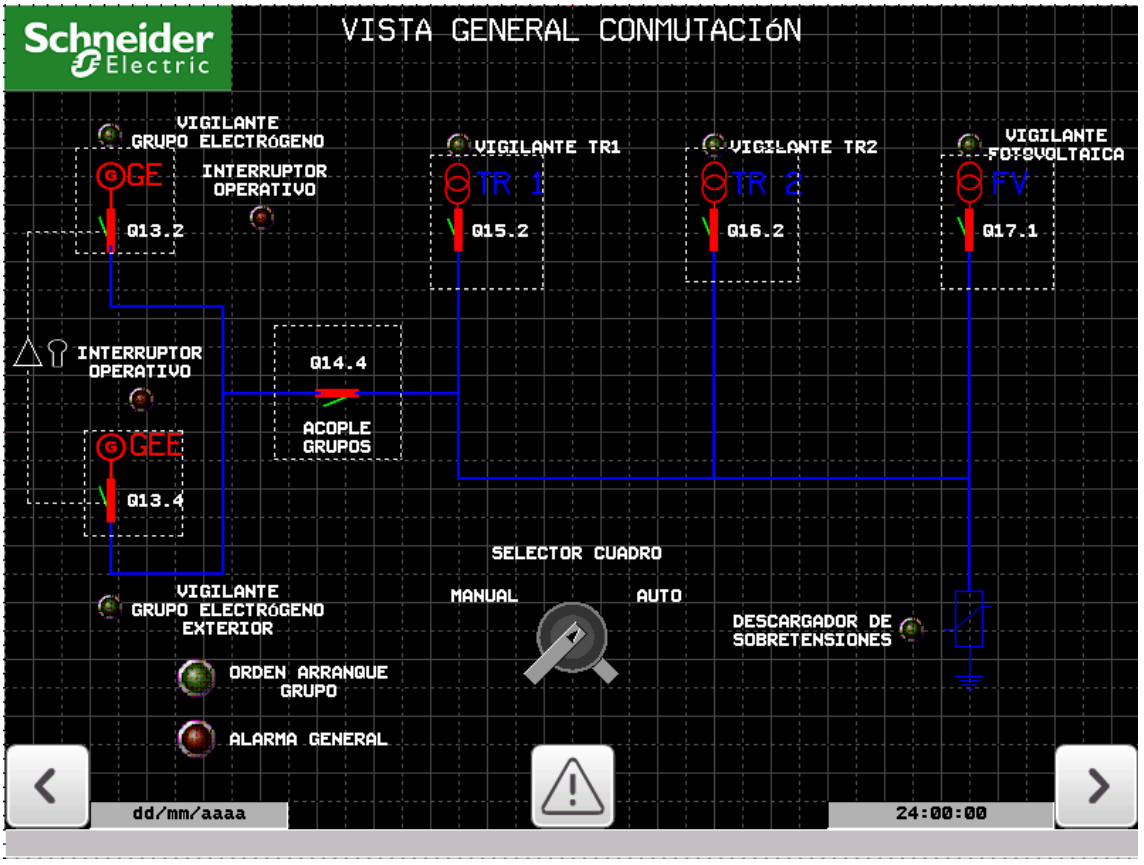



*Figura 4. Vista general de conmutación.*

Dentro del cuadro Okken se ha realizado una red Ethernet que comunica todos los equipos internamente. Para facilitar las comunicaciones con el sistema de supervisión del edifico se han configurado las IP correspondientes dentro del rango perteneciente a la VPN del sistema de supervisión. De esta forma se emplea la propia red ethernet del hospital para comunicar todos los sistemas.

En el sistema de supervisión se han integrado todos los interruptores del Okken. También se han replicado las pantallas de control de la conmutación. De esta forma se obtiene una redundancia en cuanto a la supervisión de la misma.

Al integrar los interruptores del CGBT en el sistema de supervisión podremos disponer de informes de consumo, estipular alarmas cuando estos consumos superen los valores establecidos, gestionar las labores de mantenimiento

en función de las maniobras realizadas y todas aquellas funcionalidades que puedan extraerse de la integración de los datos eléctricos de cada interruptor.

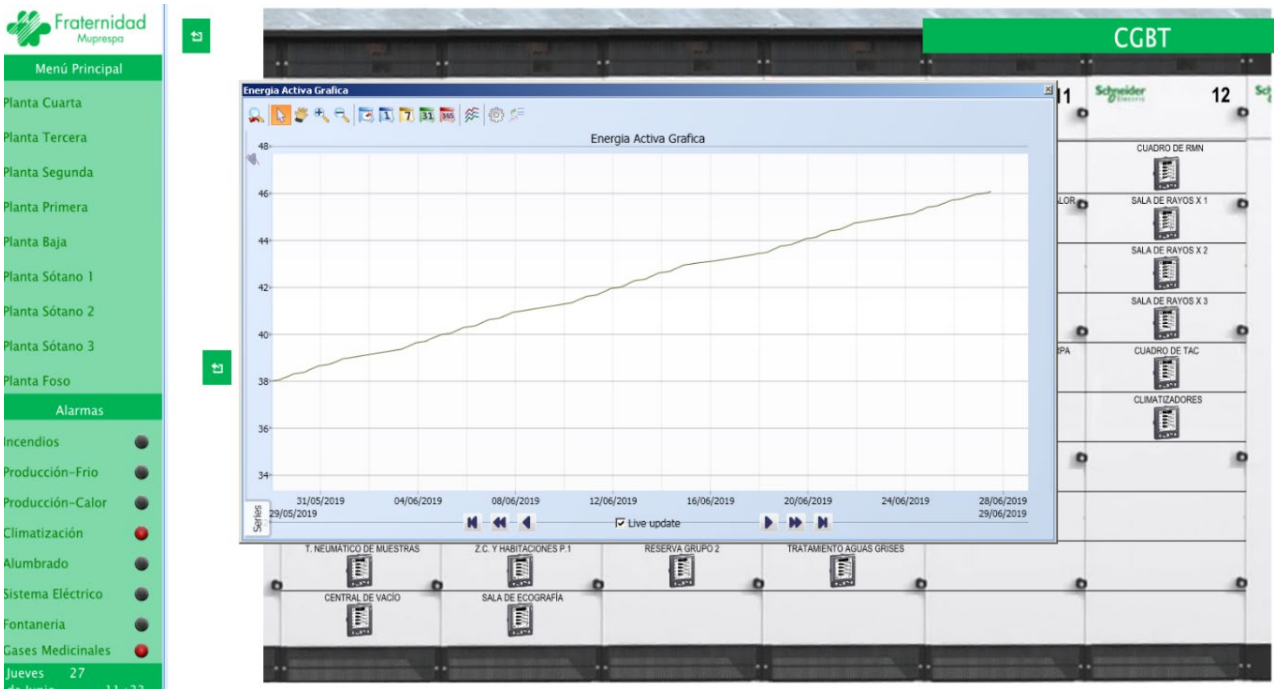



*Figura 5. Pantalla sistema de supervisión CGBT.*

Como ya hemos comentado, el Okken dispone de un autómata M580 que gestionará tanto la conmutación red / grupo como los deslastres que en ese caso se han de dar para mantener alimentadas las cargara prioritarias definidas por el cliente.

Como ya indicamos en el apartado de MT, tendremos dos transformadores, uno conectado y otro en reserva. En caso de fallo del que esté en uso, el sistema detectará el fallo de tensión y analizará si tenemos tensión en el transformador de reserva. De ser así, directamente conmutará los interruptores necesarios sin necesidad de deslastre.

En caso de no disponer de tensión en el transformador de reserva, se dará orden de arranque al grupo electrógeno y se iniciará el deslastre de cargas. Una vez confirmado que el grupo está preparado para conectar, se conmutarán los interruptores necesarios y se iniciará el lastrado de cargas según el orden preestablecido de más críticas a menos críticas.

Cuando se detecte la recuperación de suministro eléctrico desde la red, se volverá a conmutar los interruptores para conectar el transformador donde tengamos tensión y se mandará la orden de parar grupo.

Todas estas maniobras son posibles gracias a la alimentación de SAI del sistema de control del CGBT. Dicha SAI también está integrada en el sistema de supervisión para poder monitorizarla y comprobar su correcto funcionamiento.

## CUADROS DE BAJA TENSIÓN

Todos los cuadros de baja tensión del edificio están equipados con dispositivos smartlink que permiten la supervisión y el control de cada uno de los circuitos de dicho cuadro. A su vez, en los cuadros principales se han instalado analizadores de redes que también se integran en el sistema de supervisión.

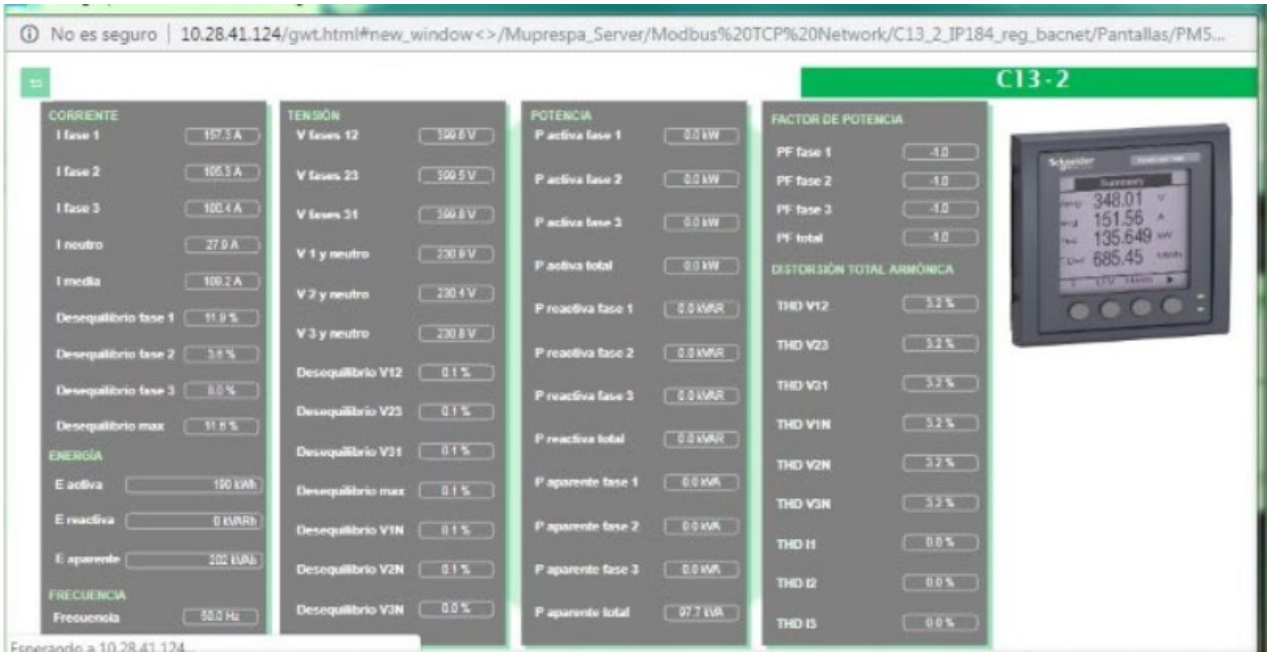



*Figura 6. Supervisión y control circuitos.*

Con todo ello se puede realizar una gestión energética eficaz, tanto por la supervisión de consumos en los cuadros principales como por control que se puede hacer de apertura o cierre de los circuitos en función de usos y horarios.

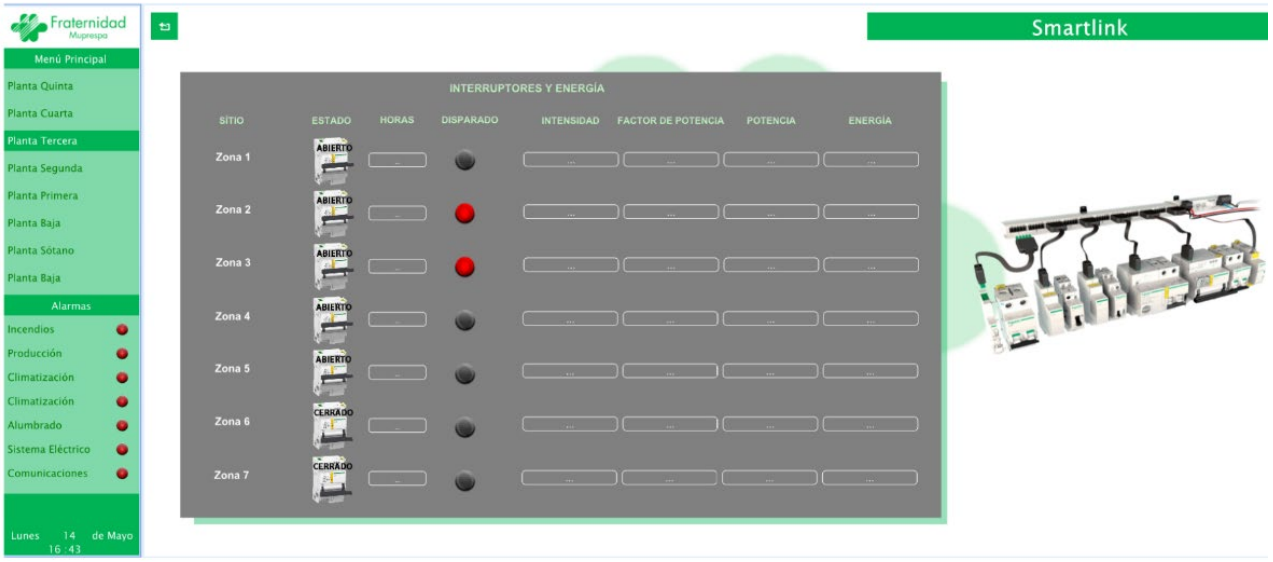



*Figura 7. Supervisión y control interruptores.*

## AGRADECIMIENTOS

Desde Schneider Electric y a través de esta publicación agradecemos a Muprespa su colaboración y su apuesta por nuestras soluciones para lograr en abril de 2019 ser el único hospital de España y uno de los 4 en todo el mundo en haber conseguido la certificación LEED Healthcare PLATINO.

## CONCLUSION

En abril de 2019 recibió el certificado LEED Healthcare en su categoría Platino, la más alta de las que se otorgan. Solo otros cuatro hospitales del mundo (dos en Asia y dos en América) cuentan con este mismo certificado. En la actualidad es el único que está en Europa, lo que convierte al Hospital Fraternidad-Muprespa Habana en un centro pionero, porque el esquema de certificación LEED Healthcare define cómo se deben diseñar y construir los hospitales, que implica exigencias adicionales, que tienen en cuenta el confort de pacientes, acompañantes y trabajadores.

El ahorro energético, en relación a un edificio de referencia, equivale a un 43%. Sus 600m2 de paneles fotovoltaicos situados sobre la cubierta de las instalaciones suponen un ahorro del 10% de electricidad. Cuenta con certificado de eficiencia energética Clase A, el máximo que se puede obtener en España.

En conjunto, las soluciones de Schneider Electric permiten una mayor disponibilidad de los equipos, una reducción de incidencias, de costes y del consumo energético, redundando además en un mayor confort y seguridad para los pacientes y el personal del hospital.

## REFERENCIAS


[1] Muprespa, abril 2019, Nuestro certificado LEED Healthcare Platinum, https://www.fraternidad.com/es-ES/nuestro-certificado-leed-healthcare-platinum

[2] Schneider Electric, 2019 , EcoStruxure™ Building incrementa la eficiencia energética de Fraternidad – Muprespa Habana, https://www.youtube.com/watch?v=e3PLAztuDRY

[3] Schneider Electric, 2018, EcoStruxure™ Building Expert, https://www.se.com/es/es/product-range/62111-ecostruxure%E2%84%A2-building-expert/

[4] Schneider Electric, 2017, Smart Pannel, https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=Smart+Panels+EcoStruxure+Power+-+Gu%C3%ADa+TVDA.pdf&p_Doc_Ref=ESMKT12120K17

[5] Philippe Delorme | August 28, 2017 ,Schneider Eletric, https://blog.se.com/building-management/2017/08/28/digitized-power-distribution-digital-world/

[6] Schneider Electric, Okken Envolvente de distribución eléctrica y centro de control motor, hasta 7.300A, https://www.se.com/es/es/product-range-presentation/1478-okken/?parent-subcategory-id=4010

[7] FuturENERGY, 2019, El Hospital Fraternidad-Muprespa Habana ahorra el 43% en su consumo energético gracias a la digitalizaciónhttps://futurenergyweb.es/el-hospital-fraternidad-muprespa-habana-ahorra-el-43-en-su-consumo-energetico-gracias-a-la-digitalizacion/

# WEAVER: MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

**Takashi Yamanaka,** Client Manager Utilities Japan, Everis
**Francisco Javier López Rodriguez,** Director Utilities & Energía, Everis
**Ernesto Gámiz Martínez,** Energy & Utilities Strategy Engagement Manager, Everis

**Resumen:** Weaver nace con el objetivo de cerrar la brecha entre la estrategia y la implementación, su visión consiste en soluciones probadas y confiables, desarrolladas por expertos de la industria tanto en el ámbito de negocio como en el técnico. Weaver trabaja para transformar los datos en conocimientos prácticos que permitirán perseguir diferentes objetivos, entre ellos, la reducción de OPEX, la optimización de CAPEX y la diversificación comercial. Weaver se trata de crear valor de negocio tangible a lo largo del tiempo, centrado en la generación y explotación de datos, logrando así la digitalización de activos y explorando otras oportunidades vinculadas a la generación y explotación del dato. Bajo este concepto se desarrolló un proyecto en una empresa de transporte y distribución en Japón, en el cual se logró crear una solución que optimiza el proceso de mantenimiento en subestaciones eléctricas de la red de distribución desde un enfoque de mantenimiento predictivo, usando la innovación tecnológica (IoT y algoritmos analíticos de Inteligencia Artificial) para optimizar la fuerza de campo y el tratamiento de activos de forma digital.

**Palabras clave:** transporte, distribución, inteligencia artificial, IoT, datos, analytics, subestaciones, optimización, mantenimiento, CAPEX, OPEX, inspecciones, sonido, imágenes, derrames, intrusión, eficiencia, proactivo

## INTRODUCCIÓN

Las compañías de transporte y distribución de energía enfrentan el desafío de adaptarse a nuevos entornos regulatorios mientras responden a desafíos globales como la descarbonización y la electrificación. Todo ello en el contexto de un ecosistema cambiante de innovación que irrumpe en el negocio, con un esquema de ingresos restringido y un enfoque orientado a proporcionar valor adicional a los diferentes stakeholders a lo largo del tiempo, creando, por lo tanto, muchos desafíos nuevos y ambiciosos.

Ante esta situación se desarrolló el concepto de Weaver, que mediante elementos de digitalización de activos y el tratamiento y explotación de datos ofrece una propuesta integral de transformación para los DSOs y TSOs. En este documento presentaremos la forma en la que se logró digitalizar subestaciones en una empresa de distribución, mediante el uso de imágenes y sonido y la utilización de algoritmos de inteligencia artificial. Dando como resultado un nuevo paradigma de mantenimiento proactivo que ha mejorado la seguridad, el uso del talento humano, la supervisión de los activos y una serie de beneficios no solo económicos sino inclusive de carácter ambiental.

## EL CONCEPTO DE WEAVER

Weaver es una iniciativa compuesta de tres grandes elementos (visión, metodología y un portafolio de PyS):

*Visión:* Bajo una visión de digitalización, es igualmente importante generar y captar los datos de la operación y el entorno en el que operan las empresas de transporte y distribución, así como el saber explotarlos y darles el tratamiento necesario, para lograr:

- **Excelencia Operativa**: Generar más valor con la misma o menor cantidad de recursos, logrando la convergencia del mundo de la Tecnología de la Información con el de la Tecnología de Operación. La digitalización y la optimización son imprescindibles para mantener la calidad y la eficiencia en las diferentes etapas de la cadena de valor de los servicios públicos.
- **Transformación Estratégica Continua**: Adaptando organizaciones con una perspectiva de principio a fin, afrontando nuevos retos y desarrollando nuevos modelos de negocio y nuevas líneas de ingresos. Crear más capacidad de inversión, que, a su vez, aportará valor a los accionistas en el tiempo.

*Metodología:* La metodología de Weaver consiste en desarrollar soluciones a medida a partir de la experiencia específica en empresas de transporte y distribución.

Weaver logra personalizar las soluciones evaluando los requisitos de cada cliente para garantizar el éxito de negocio y la viabilidad técnica. Empleando técnicas de Design Thinking, como una primera etapa del ciclo metodológico, para crear un entorno innovador comprendiendo y explorando las necesidades del cliente y reconociendo patrones a través

de este análisis. Una vez que se identifica un patrón específico de necesidades, se inicia un segundo ciclo apoyado por la metodología Lean Startup para desarrollar Weaver de forma conjunta con el cliente, en un entorno iterativo, dando como resultado un Producto Mínimo Viable (MVP) validado y soportado tanto por el negocio como por los expertos IT del cliente. Por último, Weaver emplea la filosofía Agile como tercer pilar para tener una garantía de éxito en un tiempo de implementación rápido.

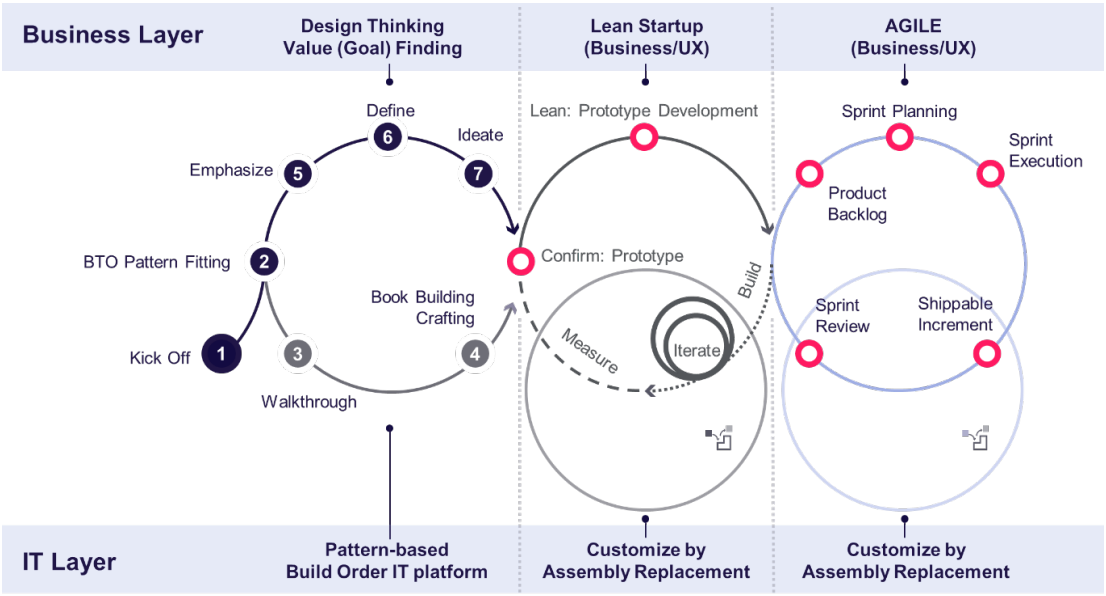



*Figura 1. Metodología de Trabajo para Weaver.*

Este esquema metodológico ha sido probado en diferentes proyectos, entre ellos el caso de éxito descrito en este documento, en el que se ha logrado una exitosa implantación en cerca de 1.300 subestaciones en un periodo de prácticamente 24 meses.

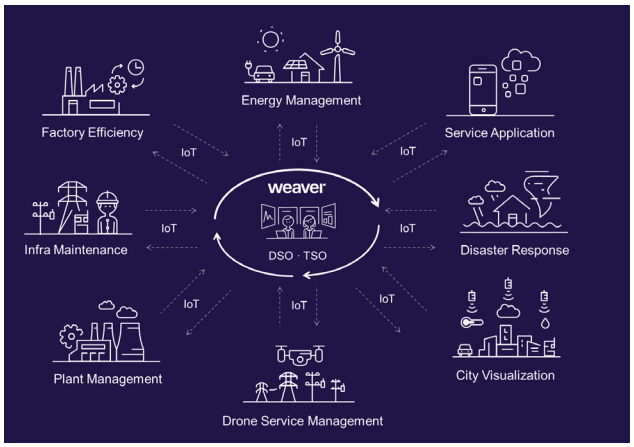



*Figura 2. Ecosistema IoT para los PyS de Weaver.*

*Portafolio de Productos y Servicios:* El enfoque principal de Weaver está en los datos, generados por una serie de capacidades nuevas, existentes y futuras. Es la adquisición, manejo y explotación de datos lo que permite generar valor y habilitar nuevas capacidades en las empresas de Distribución y Transmisión. Se recopilan datos de todas las fuentes disponibles para ayudar a la ideación de nuevas líneas comerciales, la optimización de procesos operativos y de negocio, así como en la toma de decisiones. Weaver engloba toda una serie de datos:

| | |
|---|---|
| Datos climatológicos | Datos POS |
| Datos de consumo | Datos de sensorización |
| Datos de uso | Datos de temporalidad |
| Metadatos | Datos de negocio |
| Datos de generación | Datos públicos. |
| Mapas y datos geográficos | |

*Tabla 1 Tipos de datos gestionables por el ecosistema Weaver.*

Las soluciones y servicios de Weaver se generan bajo el diseño de capacidades y funcionalidades en torno a cinco patrones de uso, todos ellos enfocados a la generación, tratamiento y explotación de datos:

1. Event Driven: Plataforma para monitoreo remoto y alertas de eventos en tiempo real, manejando cantidades masivas de datos recopilados desde múltiples endpoints.
2. Pool-to-Analyze: Combinando varios tipos de datos, integrándolos de diferentes fuentes y proporcionando casos de uso de análisis específicos mediante el uso de API sofisticadas.
3. Perception Handling: Motor de inteligencia artificial específico para los DSOs y TSOS, capaz de diagnosticar el estado de los activos en función de los datos perceptivos recopilados de los dispositivos, detectar anomalías y activar operaciones de mantenimiento proactivo.
4. Accurate Processing: Arquitectura personalizada para el procesamiento detallado de los datos, garantizando la consistencia de os mismos sin importar su fuente, mientras se mantiene la integridad de los datos para satisfacer las necesidades críticas del negocio.
5. Business Sandbox: Plataforma integral, diseñada para probar hipótesis comerciales mediante el análisis de varias fuentes de datos en un entorno de prueba dinámico.

# CASO DE ÉXITO: MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Como parte de la experiencia con Weaver, nos gustaría presentar el caso de éxito de **Mantenimiento predictivo en subestaciones eléctricas**, basado en el motor de **Perception Handling**. En esta ocasión se constituye de una solución que optimiza el proceso de mantenimiento en subestaciones eléctricas de la red de distribución desde un enfoque de mantenimiento predictivo, usando la innovación tecnológica (IoT y algoritmos analíticos de Inteligencia Artificial) para optimizar la fuerza de campo y el tratamiento de activos de forma digital, utilizando una red de cámaras y micrófonos en diferentes subestaciones.

## Contexto

Una compañía japonesa opera negocios de transporte y distribución, así como la generación de energía en islas remotas, es considerada una utility integrada. Al igual que muchas otras empresas de redes de Japón, se enfrenta al desafío de gestionar instalaciones antiguas en un momento en que la mano de obra disponible está disminuyendo.

De la mano del grupo NTTD (del cual forma parte everis) decidieron instalar la solución de Perception Handling después de que se confirmara su eficiencia y caso de negocio en pruebas de concepto que involucraron subestaciones de diversos tipos en 2017.

Esta decisión fue impulsada por la inmensa presión de mantener los costes bajos, mientras se brinda un servicio al cliente excepcional. Por ello, el DSO optó por soluciones habilitadas por IA de Weaver que les permitieron aumentar la eficiencia y mejorar el servicio al cliente, al tiempo que evitaban muchos de los problemas de salud y seguridad que surgen cuando los trabajadores revisan físicamente este equipo, logrando también un efecto positivo en el estado y salud de los activos de red.

Esta misma compañía también se está preparando para un cambio de paradigma en el que la penetración de recursos energéticos distribuidos (DER) como PV y EV hará que el suministro (kWh) y el almacenamiento sean más abundantes. Esto provocará un cambio de enfoque, del suministro hacia la capacidad (kW) y hacia la flexibilidad (ΔkW), que podría obtenerse de los recursos del lado de la demanda. Para que este cambio suceda sin problemas, es imprescindible contar con una operación de mantenimiento de la red más resistente y eficaz, a la vez que se habiliten capacidades que permitan abordar los nuevos requerimientos regulatorios y las oportunidades de negocio.

## El Reto

Mediante el uso de nuevas tecnologías desarrolladas en el campo de la IA, el DSO espera poder reducir el tiempo dedicado a las inspecciones físicas. Esto significa tener que desplazar menos personal a las 1.300 subestaciones distribuidas en una extensión de 40.000 km de red, garantizando al mismo tiempo una monitorización más constante y eficaz de los activos, ya que no se pueden realizar inspecciones 24/7, conservando el mismo nivel de detalle que se tiene actualmente. La oportunidad deriva de dos principales tendencias, la despoblación y la digitalización. La fuerza laboral experta empieza a envejecer y cada vez hay menos talento profesional calificado para estas tareas, adicionalmente, el talento experto existente podría estar mejor preparada para otras tareas, mientras que las nuevas tecnologías impulsan la presión para ser más eficientes en los campos de operación y mantenimiento

## La Solución

La solución está diseñada para procesar imagen y sonido en dos motores diferentes de inteligencia artificial, lo que permite el análisis simultáneo de señales.

La solución de mantenimiento digital de Perception Handling integra procesos para la planificación e implementación del mantenimiento de las instalaciones. El motor IA de análisis de imagen combina tecnologías de aprendizaje profundo y análisis de video, logrando automatizar las funciones de análisis visual que los humanos normalmente realizan para detectar anomalías, identificar objetos y diagnosticar daños. Esta tecnología se puede utilizar para varios activos dentro del DSO. Por mencionar algunos, como son transformadores dentro de subestaciones, líneas aéreas, postes, torres y elementos subterráneos.

El motor de IA de análisis de sonido aprende sonidos normales utilizando una solución patentada, logrando visualizar y analizar el sonido utilizando tecnología de detección de audio anormal para identificar signos de desgaste o daño en los activos, optimizar los costes de mantenimiento y reducir el tiempo de inactividad operativo.

La estrategia de adquisición de datos para el sistema consiste en que cada subestación envíe información de imagen y sonido a un centro de control, donde se integra con el sistema de gestión de activos y se carga en la nube a través de una conexión VPN segura. El motor de IA opera en un entorno de nube donde el aprendizaje se acelera ya que incorpora los datos de todos los sitios del DSO. El análisis de la información se pone a disposición de los operadores de mantenimiento en la oficina, donde inspeccionan las subestaciones sin necesidad de patrullar. Se les proporciona un diseño sofisticado de UI / UX mediante una interfaz web que les ayuda a mejorar la productividad.

Además, el sistema también se ha configurado y se ha demostrado que funciona en una configuración edge, donde cada centro de control tiene un entorno de IA local. Este enfoque no disfruta de los beneficios del aprendizaje agregado de múltiples sitios, sin embargo, tiene un costo de implementación reducido y un esquema de expansión más fácil a otras subestaciones o centros de control.

En el caso concreto del DSO japonés, se empleó la inteligencia artificial para la detección de los siguientes escenarios en subestaciones:

- **Diagnóstico de mantenimiento de equipos**: mediante dispositivos IoT, como cámaras y micrófonos conectados a un sistema central, se monitorizan activos de gran valor e importancia para la red como pueden ser transformadores o generadores eléctricos. Con ello se recoge datos e información (imágenes de activos, sonidos, etc.) para ser procesados mediante algoritmos de inteligencia artificial que son capaces de detectar fugas de aceite en equipos, así como anomalías a nivel sonoro en base a desviaciones obtenidas a partir de la comparación entre un patrón estándar de sonido de un equipo específico y el patrón real grabado mediante los micrófonos.

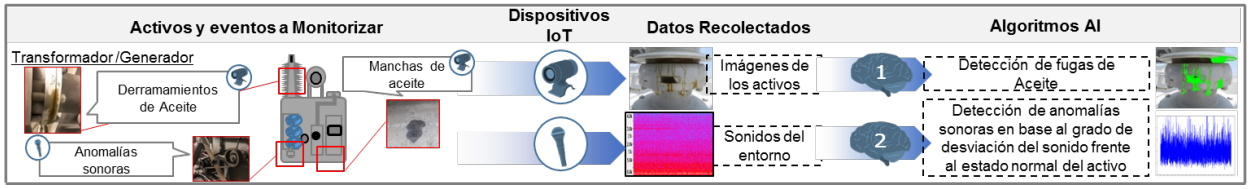



*Figura 3. Flujo de Captura y Explotación de datos de activos en una subestación (fugas y anomalías).*

- **Mejora en la seguridad de las instalaciones**: las empresas distribuidoras o transportistas de electricidad tienen instalaciones ubicadas en zonas alejadas de los núcleos urbanos en las cuales puede no haber personal en campo para supervisar de manera presencial la seguridad de las mismas. También cuentan con instalaciones de gran superficie, como subestaciones, en las que un operario no puede cubrir de manera eficiente la seguridad de las mismas. Por ello, esta solución despliega cámaras conectadas a un sistema de monitorización que permite recolectar imágenes en tiempo real del perímetro de la subestación. Posteriormente, mediante algoritmos de inteligencia artificial, se puede detectar tanto daños en el perímetro de la instalación por los que podrían acceder intrusos, como objetos vertidos ilegalmente en el área de la subestación.

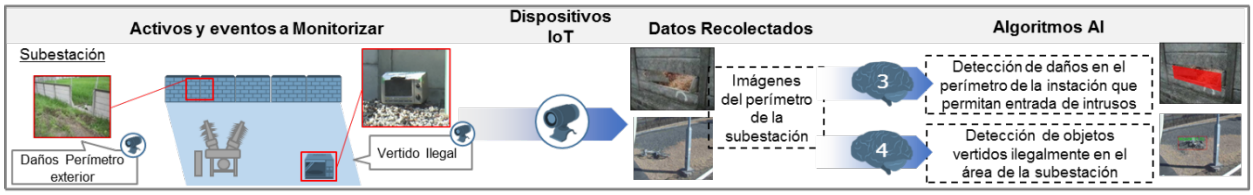



*Figura 4. Flujo de Captura y Explotación de datos de activos en una subestación (daño perimetral y vertido ilegal).*

- **Mantenimiento de equipos de medida:** de la misma manera que la solución puede monitorizar, mediante cámaras, el perímetro de la subestación, estas mismas cámaras también pueden ser empleadas para recoger imágenes de contadores e indicadores luminosos de los activos situados en las instalaciones. Utilizando algoritmos de inteligencia artificial sobre estos datos, se obtienen lecturas del medidor de nivel de aceite (analógico) e identificación de luces y alarmas del panel de control.

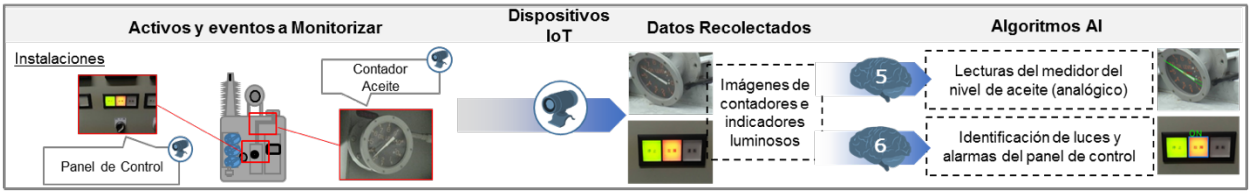



*Figura 5. Flujo de Captura y Explotación de datos de activos en una subestación (indicadores visuales y analógicos).*

Además, es un sistema aplicable a cualquier equipo o componente de la subestación independientemente del fabricante o la antigüedad del activo. Con los mismos algoritmos, se ha propuesto la extensión del sistema a otros activos de la red como podrían ser centros de transformación y elementos de las líneas aéreas que gestiona tanto la distribuidora como la empresa de transporte.

## Resultados

Con la implementación de Perception Handling, el DSO logró de la mano de Weaver producir beneficios tanto cualitativos como cuantitativos, que se han clasificado en dos principales ejes:

- **Mitigación de riesgos**: Eje en el cuál consideramos beneficios al no incurrir en posibles situaciones que podrían perjudicar a la organización.
  - **Reducción del riesgo de fallo** (probable falla debido a un problema no supervisado o no detectado) del equipo, de una **probabilidad del 43% a casi el 10%.**
  - La **capacidad de sensorización** mediante imagen y sonido para detectar anomalías de Weaver solo se demostró **inviable para 2 de los 45 elementos de red inspeccionados**. En comparativa, si el DSO hubiera optado por adaptar los sensores ya existentes, solo se habría logrado una cobertura máxima del **57%, frente al 90% obtenido al utilizar las capacidades completas de análisis de imagen y sonido mediante inteligencia artificial**. Adicionalmente, se demostró que se podría aumentar esta cobertura en un 6% (96% en total sobre los 45 elementos) si se realizaran una serie de configuraciones complejas.
  - Se comprobó que la **tasa de error del algoritmo de IA estaba por debajo de la del "error humano"** con una probabilidad máxima de fallo menor al 5% en promedio.
  - **Reducción del riesgo físico del personal** en el campo, incluso si las operaciones de campo en este DSO se llevan a cabo sin incidentes, la limitación de las inspecciones físicas ha contribuido a que este tipo de **KPI sea aún más robusto**.

- **Eficiencia operativa**: En este eje consideramos aquellos beneficios que han tenido una contribución directa al OPEX de la organización.
  - Con la **reducción de más del 50% de las inspecciones físicas** se optimizó un total de **18.000 horas de trabajo**. Esto ha contribuido a la creación de nuevas actividades como la formación y servicios de consultoría de expertos mediante la reubicación del personal senior involucrado previamente en las inspecciones. Al mismo

tiempo, se ha **capacitado a talentos menos expertos para utilizar el sistema desde un entorno de centro de control**.

- No se ha cuantificado el efecto colateral de la reducción de las inspecciones físicas, pero se ha percibido una **reducción en el desgaste de los equipos y el uso de vehículos**.
- Se optimizaron los costes asociados al transporte, reduciendo los viajes realizados a cada subestación, afectando positivamente la huella de carbono al **reducir las emisiones de CO2 en 111.000 kg de CO2 anuales**.
- En una estimación amplia, el motor de IA de Perception Handling ha reducido cerca de un 90% el coste de las actividades de mantenimiento que ha reemplazado.
- Se concretó un caso de negocio que demostró (con una estimación conservadora) un **retorno de la inversión en un periodo cercano a tres años y una TIR del 10%.**

## DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

La experiencia al desarrollar la solución de Perception Handling de la mano de este DSO ha dejado valiosas lecciones aprendidas y una serie de beneficios que dan la pauta a seguir para una serie de iniciativas que buscan transformar el Modelo Operativo y el Paradigma de Mantenimiento de la organización.

Al haber logrado una digitalización de activos sin tener que reemplazar físicamente los activos en cuestión (transformadores e instalaciones con un gran recorrido en su periodo de vida útil), se ha logrado destinar inversión a nuevos casos de uso que sobre la base probada de Perception Handling prometen la digitalización de otros activos de red. En este sentido se encuentran bajo desarrollo el análisis y captura de información vinculada a líneas aéreas mediante drones con diversas capacidades de imagen (LiDAR, IR, Thermal, HR, etc.), o la sensorización de la red secundaria de distribución mediante otros elementos IoT.

Adicionalmente, la mejora de indicadores laborales como el de seguridad para el personal y la promesa de mejor calidad en el servicio ha permitido que el DSO tenga una posición ventajosa con el regulador para desarrollar proyectos de innovación que estén subvencionados y apunten hacia no solo el beneficio al negocio de distribución, sino que se encuentren marcados por un componente de innovación y beneficio social. En este aspecto, la incorporación de gestión de datos de Weaver ha logrado que la distribuidora entre en un consorcio con otras empresas y el gobierno para el desarrollo de bases de datos que podrían ser utilizadas como un sandbox de negocio y proyectos de interés social. Por ejemplo, actualmente se está explorando la posibilidad de analizar el consumo energético, vinculado con el movimiento de personas durante la crisis sanitaria, para formar parte de la estrategia del gobierno japonés para la toma de medidas de carácter sanitario. En conclusión, al abordar la digitalización de los activos mediante Perception Handling y la visión integral de tratamiento de datos de Weaver, se ha logrado la generación de múltiples beneficios, pero de forma destacable, se han abierto una serie de posibilidades para el futuro desarrollo de iniciativas, proyectos y oportunidades en múltiples frentes que abarcan las actividades de la distribuidora.

## REFERENCIAS

- Everis energy & Utilities: https://www.everis.com/global/en/industries/utilities-energy

# PREDICCIONES Y MONITOREO DE INTERRUPCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO UTILIZANDO INTELIGENCIA ARTIFICIAL

**Leonidas Sayas Poma**, Gerente de Supervisión de Eléctricidad, Osinergmin (Perú)
**Alex Rufino Rojas Aucarure**, Asesor Técnico(e) DSE, Osinergmin (Perú)
**Ernesto Cocler Rosales Laurente**, Especialista de Sistemas DSE, Osinergmin (Perú)

**Resumen:** La indisponibilidad y la tasa de falla son indicadores indispensables para evaluar la confiabilidad de un determinado componente dentro del sistema eléctrico. Si se pudieran reconocer con anticipación las fallas que se presentan en los activos físicos se tendría un mejor control sobre ellas reduciendo considerablemente la indisponibilidad y la tasa de falla de los activos físicos. Esta situación ha motivado en construir un modelo de predicción de las indisponibilidades y la tasa de falla donde el objeto de estudio son los elementos (líneas y equipos) del Sistema Interconectado Nacional – SEIN. El modelo utiliza Redes Neuronales Artificiales (ANN), Algoritmos ARIMA, Regresión Lineal Múltiple y Convolución Gaussiana para analizar el problema de predicciones de desconexiones y encausarlas en un problema de predicción de múltiples series de tiempo. Para el estudio se cuentan con 2 variables dependientes y 46 variables independientes que intentan explicar la indisponibilidad y la tasa de falla según la causa de interrupción, la fuente de interrupción o el tipo de interrupción. La visualización de los resultados hace el uso del software Power BI donde se muestra en una serie de tiempo los datos históricos y las predicciones para los diferentes elementos del SEIN. La implementación de los algoritmos descritos y su entrenamiento se realizan haciendo uso de la librería Scikit-learn del lenguaje de programación multipropósito Python.

**Palabras clave:** Predicción de Indisponibilidad, Redes Neuronales, Filtros Gaussianos

## INTRODUCCIÓN

La Energía Eléctrica se ha convertido en uno de los servicios básicos para el desarrollo humano, por lo que el acceso a la electricidad debe estar garantizado en todo momento con los niveles adecuados de calidad. Por su parte la infraestructura eléctrica tiene que estar preparado para brindar un servicio seguro, fiable y sin interrupciones. Mantener el estado operativo continuo conlleva muchos desafíos debido a situaciones anómalas del propio sistema y de externalidades (fenómenos naturales, atentados, maniobras de mantenimiento, etc.) que ocasionan fallas del sistema y/o componente eléctrico generando cortes de suministro de energía eléctrica produciendo graves distorsiones en el desarrollo habitual de muchas actividades.

La posibilidad de reconocer con anticipación las fallas que se presentan en los activos físicos se denomina predicción de fallos y es de mucha ayuda para mantener la disponibilidad y la fiabilidad de las redes e incluso iniciar apropiadas acciones en la restauración del sistema. Esto ha motivado implementar un modelo para predecir la indisponibilidad y la tasa de falla de los elementos (Líneas y equipos) del SEIN.

El análisis predictivo son modelos que agrupa gran variedad de técnicas estadísticas de modelización, aprendizaje automático y minería de datos que se encargan de extraer información existente en los datos y su utilización para predecir tendencias y patrones de comportamiento, pudiendo aplicarse a cualquier evento desconocido. El análisis Predictivo se fundamenta en la identificación de relaciones entre variables en eventos pasados, para explorar dichas relaciones y predecir posibles resultados futuros [1].

Dentro de la industria eléctrica existen trabajos de investigación que centran esfuerzos en la predicción de fallas y mejoras de la confiabilidad en los componentes un sistema. En [2] teniendo en cuenta la antigüedad de las redes eléctricas en India no era suficiente el manteniendo oportuno por lo que desarrollaron un modelo de predicción de fallas en transformadores empleando Redes Neuronales Artificiales (RNA) obteniendo resultados de predicciones óptimas para condiciones de falla potencialmente peligrosas. En [3] proponen un modelo para predecir fallas y probabilidad de indisponibilidad en equipos de alto voltaje, el enfoque tiene varios pasos: análisis de datos en tiempo real creación y población de la base de datos, preprocesamiento de datos y uso de algoritmos de minería de datos para determinar el conjunto de reglas que puedan predecir el comportamiento de los componentes eléctricos. En [4] desarrollan un RNA con la finalidad de predecir el nivel de confianza del análisis de fallas, donde los parámetros de entrada son las corrientes dinámicas desde diferentes fuentes de alimentación logrando que la RNA tenga una precisión de salida del 80% en promedio.

Los modelos más usados para pronosticar series temporales estacionarias son los modelos ARIMA (autoregressive integrated moving average) que mediante el uso de variaciones y regresiones de los datos estadísticos se pueden encontrar patrones para una predicción hacia el futuro estos modelos se usan generalmente para hacer predicciones

a corto plazo porque la mayoría de ellos pone énfasis en el pasado reciente [5]. Por su parte las Redes Neuronales Artificiales (RNA) es un modelo computacional que tiene por objetivo resolver problemas asemejándose al cerebro humano. Estos modelos aprenden y se forman a si mismos en lugar de ser programados de forma explicita y son usadas para resolver una gama amplia de problemas incluyendo la predicción de series temporales [6].

# ANTECEDENTES CONCEPTUALES

## El Sistema Interconectado Nacional

Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, el cual permite la transferencia de energía eléctrica entre los diversos sistemas de generación eléctrica de Perú. Administrado por un Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES)

## Desconexiones

Indisponibilidad de un sistema y/o componente eléctrico, no previsto debido a fallas o razones de operación.

## Objeto de Estudio.

Un objeto de estudio es una entidad o elemento de la realidad que se desea estudiar, para ello es necesario conocer sus variables (atributos o propiedades) sean estas constantes o variables en el tiempo. El objeto de estudio para este proyecto corresponde a eventos de desconexiones sean de líneas o de equipos al que denominaremos elementos del SEIN.

## Variables.

Una variable es una magnitud, característica o propiedad de un objeto de estudio, al que denominaremos dimensión. Puede ser una cantidad, un periodo tiempo, una suma, un estado, una ratio, una constante, permiten conocer el estado del objeto de estudio en un momento determinado.

En caso que la variable tenga un comportamiento en el tiempo, se le puede medir en intervalos fijos de tiempo, a esta secuencia de valores se le denomina serie de tiempo. Para el desarrollo de nuestra investigación, una variable corresponde a uno de los indicadores de interés, En la tabla I se presenta la lista de variables que se implementan en las tareas de pronostico.

| Variable | Descripción | Tipo Variable | Unidad Variable |
|---|---|---|---|
| V01 | Frecuencia Forzada Externa Línea | Frecuencia | Veces Año |
| V02 | Tiempo Forzada Externa Línea | Tiempo | Horas Año |
| V03 | Frecuencia Forzada Propia Línea | Frecuencia | Veces Año |
| V04 | Tiempo Forzada Propia Línea | Tiempo | Horas Año |
| V05 | Frecuencia Programada Externa Línea | Frecuencia | Veces Año |
| V06 | Tiempo Programada Externa Línea | Tiempo | Horas Año |
| V07 | Frecuencia Programada Propia Línea | Frecuencia | Veces Año |
| V08 | Tiempo Programada Propia Línea | Tiempo | Horas Año |
| V11 | Frecuencia Forzada Externa Equipo | Frecuencia | Veces Año |
| V12 | Tiempo Forzada Externa Equipo | Tiempo | Horas Año |
| V13 | Frecuencia Forzada Propia Equipo | Frecuencia | Veces Año |
| V14 | Tiempo Forzada Propia Equipo | Tiempo | Horas Año |
| V15 | Frecuencia Programada Externa Equipo | Frecuencia | Veces Año |
| V16 | Tiempo Programada Externa Equipo | Tiempo | Horas Año |
| V17 | Frecuencia Programada Propia Equipo | Frecuencia | Veces Año |
| V18 | Tiempo Programada Propia Equipo | Tiempo | Horas Año |
| V21 | Frecuencia Rayos en Cuadrante (+) | Frecuencia | Veces Año |
| V22 | Frecuencia Rayos en Cuadrante (-) | Frecuencia | Veces Año |

*Tabla XV. Variables del modelo*

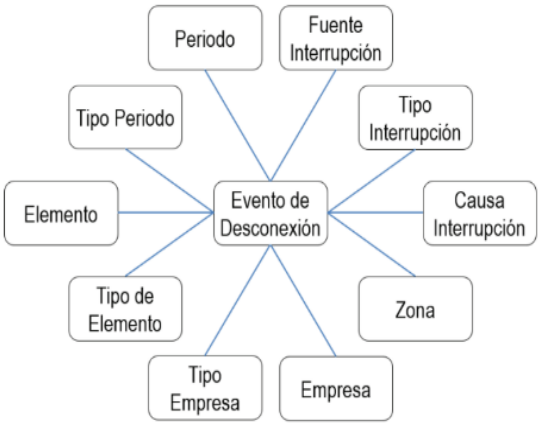



*Figura 1. Dimensión del objeto de estudio.*

## Dimensión.

Una dimension corresponde a una característica o propiedad de un objeto de estudio. Las dimensiones permiten establecer mayor nivel de detalle de las variables.

Para propósitos de este proyecto las dimensiones de estudio corresponden a: Tipo Periodo (Mes, Bimestre, Trimestre, Semestre, Año), Periodo, Tipo Elemento (Línea, Equipo), Elemento, Tipo Empresa (Generadora, Distribuidora, Transmisora), Empresa, Zona, Fuente Interrupción (Externa, Propia), Causa Interrupción (Forzada Externa, Forzada Propia, Programada Externa, Programada Propia), Tipo Interrupcióń (Fenómenos Naturales, Condiciones Ambientales, Falla de Equipamiento, Error Humano, Terceros, Otras Causa, Ajuste y Calibración de Protección, Adelanto o Retraso de Mantenimiento).

## Pronósticos de series de tiempo.

El pronóstico de series de tiempo significa que tenemos que extender las variables históricas al futuro, donde aun no hay mediciones disponibles.

## Medidas de desempeño (MAPE)

Con la finalidad de evaluar el desempeño del modelo se implementa el indicador Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE o Mean Absolute Porcentage Error), que permite medir el tamaño del error (absoluto) en términos porcentual. La fórmula para el cálculo de MAPE es:

$$MAPE = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{|A_t - F_t|}{|A_t|}}{n}$$

- $A_t$: es el dato real; $F_t$: es el pronostico calculado y $n$: numero de muestras

## Algoritmos para el pronostico de series de tiempo

***Arima***

Este modelo fue desarrollado por Box y Jenkins [7] y analiza series de tiempo desde un punto de vista clásico.

En general, se dice que una serie temporal $Y(t)$ admite una representación autorregresiva integrada y de medias móviles de órdenes p, d y q respectivamente, y se denota por $ARIMA(p, d, q)$, mediante la siguiente ecuación:

$$Y_t = c + \phi_1 y_{dt-1} + \phi_p y_{dtp} + \cdots + \theta_1 e_{t-1} + \theta_q e_{tq} + e_t$$

- $p$: denota el número de términos autorregresivos, $d$: en numero de veces que la serie debe ser diferenciada para hacerla estacionaria y$q$: el número de términos de la media móvil invertible

El objetivo de análisis es trazar, examinar y preparar series para modelar y extraer el componente de estacionalidad de la serie temporal, probar la estacionalidad y aplicar las transformaciones apropiadas.

***Regresión Lineal Múltiple***

La regresión lineal múltiple es un modelo matemático usado para aproximar la relación de dependencia entre una variable dependiente $Y$ y con muchas variables independientes $X_i$. Este modelo puede ser expresada como:

$$Y_t = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \cdots + \beta_p X_p + \varepsilon$$

- $Y_t$: variable dependiente o variable objetivo, $X_i$: Variable independientes o explicativas y $\beta_i$: Parámetros, miden la influencia que las variables explicativas tienen sobre la variable dependiente.

***Redes Neuronales Artificiales (RNA)***

Este modelo esta basado en el trabajo de Rumelhart y McClelland [8], que define un elemento de proceso (EP), o neurona artificial, como un dispositivo que a partir de un conjunto de entradas $X_i$ $(i = 1,2,3 \ldots n)$ o vector $x$, genera una única salida $Y$.

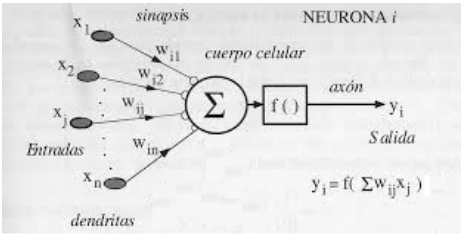



*Figura 2. red neuronal artificial*

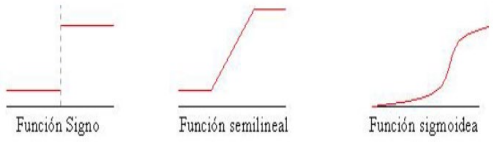



*Figura 3. funciones de activación*

La regla de propagación suele ser una suma ponderada del productor escalar del vector de entrada y el vector de pesos:

$$h_i(t) = \sum w_{ij} x_j$$

La arquitectura de una RNA es la estructura o patrón de conexiones de la red. Es conveniente recordar que las conexiones sinápticas son direccionales, es decir, la información sólo se transmite en un sentido. Las neuronas suelen agruparse en unidades estructurales llamadas capas. Dentro de una capa, las neuronas suelen ser del mismo tipo. Se pueden distinguir tres tipos de capas:

1. De entrada: reciben datos o señales procedentes del entorno.
2. De salida: proporcionan la respuesta de la red a los estímulos de la entrada.
3. Ocultas: no reciben ni suministran información al entorno (procesamiento interno de la red).

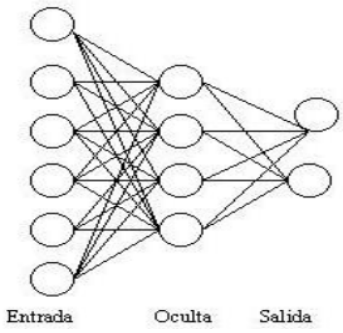



*Figura 4. Arquitectura de la red neuronal*

Las conexiones se realizan entre neuronas de distintas capas, pero puede haber conexiones Inter capa o *laterales* y conexiones de *realimentación* que siguen un sentido contrario al de entrada-salida.

***Filtros Gaussianos***

Este método se implementa en el caso de las curvas que tiene comportamiento sucesos eventuales, en particular en los casos donde en el periodo de análisis el elemento presenta tres o menos eventos. En estos casos no se busca maximizar el rendimiento del modelo de regresión, lo que se busca es mantener la conducta del elemento analizado. Una convolución es un operador matemático que transforma dos curvas f y h en una tercera curva que representa la magnitud en la que se superponen f y una versión trasladada e invertida de h, a la curva h se le denomina el kernel. Una convolución es una forma de media móvil.

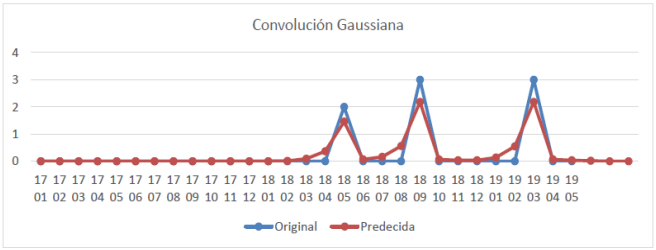



*Figura 5. Curva de datos originales y pronosticados*

En la Figura 5 se presenta la curva de datos originales y la curva de datos pronosticados. Dado que la curva de datos originales contiene sucesos eventuales, no es posible diseñar un procedimiento para predecir la ocurrencia del siguiente evento. El criterio que se usa es, que si un suceso ha ocurrido en un periodo entonces es bastante probable que pueda ocurrir en el siguiente periodo.

# ARQUITECTURA DE LA SOLUCIÓN

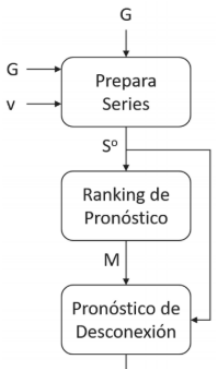



*Figura 6. Arquitectura de la solución.*

El método planteado para resolver el problema de pronóstico de múltiples series de tiempo no todas de ellas con indicios de autoregresión, se presenta en la figura 6.

El procedimiento para preparar las series de datos, recibe las tuplas de todos los eventos de desconexiones del SEIN en el rango de periodos planteado de líneas y equipos, para proceder a transformarlos en una estructura de datos gestionable por el modelo. Las series de datos se preparan para cada una de las variables dependientes del elemento y de sus líneas de entrada y líneas de salida, conformando la tupla $\boldsymbol{S}°$.

El procedimiento de ranking de pronóstico, recibe la tupla $´S°$ e itera sobre cada una de las variables independientes para proceder a crear un modelo de pronóstico, con su respectivo MAPE, luego procede a ordenarlos en orden descendente por el MAPE (de menos error a más error), el procedimiento se completa seleccionado el modelo con el menor error posible, se evita probar combinaciones de más de una variable independiente, reduciendo de esta forma el tiempo necesario para encontrar el mejor modelo de pronóstico. El modelo de pronóstico se implementa usando redes neuronales y filtros gaussianos.

El procedimiento de pronóstico de desconexión, permite pronosticar la serie de tiempo en el horizonte de periodos dado por el tipo de periodo, así como calcular el MAPE final de la serie de tiempo.

## Preparación de las series de tiempo

Las series de tiempo se implementan mediante nueve tablas (ver la Figura 7), ellas pueden agrupar como las de datos originales (PRE_TD_EVENTO_LINEA y PRE_TD_EVENTO_EQUIPO) frecuencia original (PRE_TD_EVENTO_RAYO_FREQ, PRE_TD_EVENTO_LINEA_FRE y PRE_TD_EVENTO_EQUIPO_FRE,), las de configuración del periodo (PRE_TM_PERIODO), la tabla de configuración de variables (PRE_TM_VARIABLE_CONFIGURA) y la tabla visualización de resultados (PRE_TD_VARIABLE y PRE_TD_CURVA).

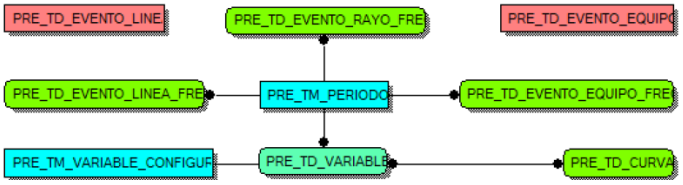



*Figura 7. Tablas para la gestión de las series de tiempo*

## Esquema del proyecto

El esquema básico de operación del modelo se presenta en la figura 8. Los periodos corresponden a intervalos de días, que estos pueden ser: semana, quincena, mes, bimestre, trimestre, semestre o año, que dado el periodo actual el modelo calcula a los más 3 periodos, que mientras más lejos sea el horizonte de pronóstico, menos confiables serán los resultados.

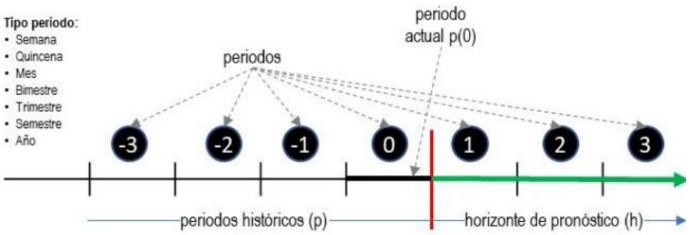



*Figura 8, Relación entre periodos históricos y horizonte de pronostico*

## Implementación de proyecto

Para la construcción de los modelos de predicciones se plantea la implementación de tres algoritmos de series de tiempo: ARIMA, Redes Neuronales Artificiales y Regresión Lineal Múltiple, para predecir conductas futuras en función a las tendencias del comportamiento del pasado. Los algoritmos se implementan en el lenguaje de programación Python utilizando librerías de Scikit-learn. Complementando estos tres algoritmos, se implementa la convolución gaussiana, este se utiliza en el caso de que la cantidad de puntos (valores) es pequeño.

# RESULTADOS DEL ESTUDIO

## Ranking de tasas de fallas

Este primer reporte permite visualizar una lista de elementos rankeados según la tasa de fallas predecida, cada elemento expone la tasa de fallas predecida y la tasa de fallas real. El reporte presenta seis filtros que permite ubicar rápidamente a un elemento dentro del sistema del SEIN, estos filtros son los siguientes: Zona, Tipo de Empresa, Empresa, Tipo de Elemento, SE de Salida, SE de Llegada.

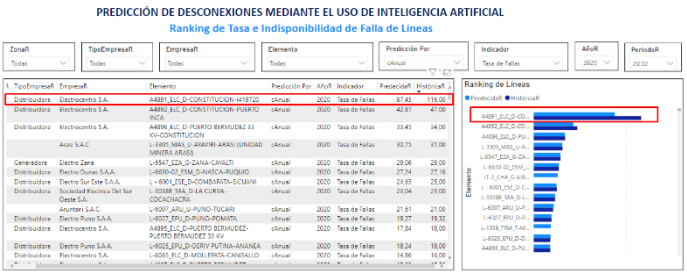



*Figura 9. Ranking por tasa de falla anual*

En Figura 9. El primer elemento que presenta mayor tasa de falla es A4891_ELC_D-CONSTITUCION-I418720 perteneciente a la empresa Electrocentro tiene una tasa de falla histórica de 116 fallas/años, para el mismo elemento el pronóstico de tasa falla para el año 2020 es de 87,45 fallas/año. De la misma manera se puede visualizar la tasa de falla y sus respectivas predicciones para los demás elementos pertenecientes al SEIN.

## Ranking de Indisponibilidad

Este segundo reporte permite visualizar una lista de elementos rankeados según la indisponibilidad predecida, cada elemento expone la indisponibilidad predecida y la indisponibilidad real. El reporte presenta seis filtros que permite

ubicar rápidamente a un elemento dentro del sistema del SEIN, estos filtros son los siguientes: Zona, Tipo de Empresa, Empresa, Tipo de Elemento, SE de Salida, SE de Llegada.

En Figura 10, el primer elemento que presenta mayor indisponibilidad es L-1002_EGM_G-MACHUPICCHU-QUENCORO perteneciente a la empresa de Generación Machupicchu tiene una indisponibilidad histórica de 318,03 horas/años, para el mismo elemento el pronóstico de tasa falla para el año 2020 es de 291,34 horas/año.

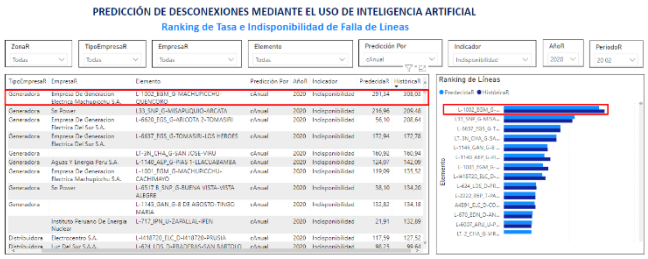



*Figura 10. Ranking de Indisponibilidad Anual*

## Tendencia de elementos

Este tercer reporte permite visualizar la tendencia detallada de los elementos según la tasa de fallas. El reporte presenta seis filtros que permite ubicar rápidamente a un elemento dentro del sistema del SEIN, estos filtros son los siguientes: Zona, Tipo de Empresa, Empresa, Tipo de Elemento, SE de Salida, SE de Llegada.

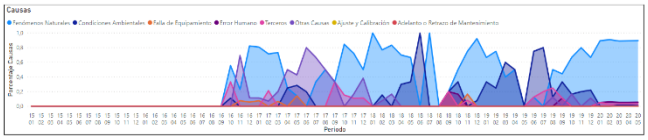



*Figura 11. tendencia pronóstica de los elementos*

En la Figura 11 se muestra la tendencia del elemento A4891_ELC_D-CONSTITUCION-I418720 con pronósticos de tasa de falla de hasta tres meses. Además, muestra los pronósticos de tasa de falla de las causas.

## CONCLUSIONES

Los pronósticos por series temporales son herramientas de inteligencia artificial que se pueden aplicar a cualquier variable en el tiempo esto permite predecir el comportamiento futuro de estas variables. Los pronósticos son una herramienta de ayuda, los cuales según la información que suministra ayudan a evaluar el desempeño de los equipos y tomar acciones oportunas que mejoren las deficiencias. El Modelo de predicción de fallas desarrollado en el presente trabajo se aplico al sistema electrico del Perú, en base a la cuantificación objetiva de las características de operativas de los elementos de transmisión y su entorno de operación, la misma que se utilizo para alertar a las concesionarias para que planifiquen su programa de corrección, de manera que se mejore la continuidad del servicio eléctrico

## REFERENCIAS

[1] W. Yan, «Toward Automatic Time-Series Forecasting Using Neural Networks,» IEEE Transactions on Neural Networks and Learning Systems, vol. 23, no. 7, p. July 2012, 1028-1039.

[2] K. Venugopal y P. Madhusudan, «Artificial neural network based fault prediction framework for transformers in power systems,» 2017 International Conference on Computing Methodologies and Communication (ICCMC)

[3] A. Dube, R. Dashora, P. Saraf y R. Singh, «Monte Carlo-rough based mixed-integer probablistic non-linear programming model for predicting and minimizing unavailability of power system components,»

[4] L. Zhao, S. Goh, Y. Chan, B. Yeoh, H. Hu y M. Tho, «Prediction of Electrical and Physical Failure Analysis Success Using Artificial Neural Networks,»

[5] S. Noureen, S. Atique, V. Roy y S. Bayne, «Analysis and application of seasonal ARIMA model in Energy Demand Forecasting: A case study of small scale agricultural.

[6] P. Karampelas, V. Vita, C. Pavlatos, V. Mladenov y L. Ekonomou, «Design of artificial neural network models for the prediction of the Hellenic energy consumption.

[7] G. E. P. &. J. G. M. Box, «Some comments on a paper by Chatfield and Prothero and on a review by Kendall,» Journal of the Royal Statistical Society. Series A (General), pp. 337-352, 1973.

[8] D. E. Rumelhart y J. L. McClelland, Parallel Distributed Processing: Explorations in the Microstructure of Cognition., MIT Press, 1986.

# BIM DIGITAL TWIN: CUANDO EL GEMELO DIGITAL INTEGRA LA METODOLOGÍA BIM

**Pedro Ignacio Moreno Cuéllar**, Responsable Dpto. Transformación Digital, IDEA Ingeniería
**Clara Osuna Yévenes**, Ingeniera I+D Dpto. Transformación Digital, IDEA Ingeniería

**Resumen:** BIM Digital Twin pretende ser el referente de un nuevo modelo de gemelo digital al aunar la metodología Building Information Modeling (BIM) con la gestión de datos en tiempo real. Mientras que las soluciones actuales tienen como gran barrera de implantación el hecho de que el modelo 3D BIM de base ha de ser generado con el propio software del gemelo digital, el BIM Digital Twin es capaz de saltarse este paso, aprovechando cualquier modelo ya existente. En definitiva, se pone el foco en BIM para que pase de ser un impedimento a una ventaja real competitiva que permite ser implantado en cualquier sector. Por tanto, el presente documento recopila las conclusiones obtenidas durante el proceso de investigación y desarrollo del producto, cuyos objetivos han ido iterando hasta re-definir su concepto y convertirse en una metodología pionera que sienta las bases de los requerimientos y fases necesarias que han de sucederse para garantizar el éxito en la implanatación del gemelo digital.

**Palabras clave:** Gemelo Digital, BIM, Big Data, IoT, BIM Digital Twin.

## INTRODUCCIÓN

El Gemelo Digital está siendo una de las tendencias tecnológicas estratégicas en 2019. No obstante, parece que aún estamos lejos de ver cómo despliega su pleno potencial, tal y como predice la consultora tecnológica Gartner, cuyos analistas vaticinan que, en los próximos cinco años, la mitad de las compañías industriales utilizarán estos productos [1].

El gemelo digital es una tecnología que comúnmente se define como un modelo virtual de un proceso producto o servicio, que utiliza sensores para proporcionar datos en tiempo real mediante la integración de Internet de las Cosas (IoT), Inteligencia Artificial y software de analítica de información. Los datos recopilados pueden entonces ser usados para crear un gemelo que sea capaz de predecir de forma precisa cómo esos procesos, productos o servicios se comportan con el objetivo de evitar consecuencias negativas.

Sin embargo, tras el estudio de investigación que IDEA Ingeniería ha llevado a cabo, concluye que, a pesar de que esta definición destaca algunos de los aspectos claves sobre el concepto del gemelo digital, queda incompleta. Por tanto, se propone sumar lo siguiente: un gemelo digital debe ser, además, una metodología de trabajo iterativo y colaborativo, de forma que se garantice la funcionabilidad del resultado.

Bajo esta premisa surge BIM Digital Twin, que integra la metodología Building Information Modeling (BIM), para desarrollar un nuevo modelo disruptivo de gemelo digital, no intrusivo y de rápida implantación, válido para implementarse en cualquier sector.

## BIM DIGITAL TWIN

### Problema a Resolver

Cualquier solución comercial que prometa conseguir un gemelo digital supone que, primero de todo, se ha de modelar en 3D con la propia herramienta toda la instalación, infraestructura o activo en cuestión. Esto supone una complejidad añadida para la implantación de este tipo de soluciones que se debe, principalmente, a los siguientes motivos:

1. Un cambio integral en la forma de trabajo y, por tanto, una larga curva de aprendizaje hasta que se le pueda sacar rendimiento.
2. Una gran inversión inicial de recursos, tiempo y dinero. Inversión que ya podría incluso haberse hecho previamente si se ha modelado con otra herramienta de software y que no es aprovechable de ningún modo.
3. Una dependencia absoluta al proveedor dado que, debido al esfuerzo que supone la implantación, es muy difícil cambiar a otro software similar incluso a largo plazo. Esto además impica otro riesgo, y es que la tecnología cambia muy rápido, por lo que, si el proveedor se queda obsoleto y/o abandona el proyecto, se corre el riesgo de quedarse con una solución sin soporte.
4. Una inversión en software y licencias desorbitada puesto que son herramientas tan complejas en su desarrollo que, para poder comercializarse a precios superiores del de su propio coste, han de alcanzar cifras astronómicas.

Además, al ser escasas las actuales soluciones comerciales existentes, los proveedores se encuentran en una posición privilegiada mediante la cual pueden exigir el precio de venta que estiman oportuno.

Son problemáticas que resultan en que el usuario generalmente perciba como inviable llevar a cabo una implantación del gemelo digital en su entorno, al menos a corto o medio plazo. Como consecuencia, se repercute en el propio avance de la tecnología dado que, si no existen interacciones reales de la herramienta-usuario que puedan retroalimentar el resultado, será complicado poder detectar deficiencias para mejorarlas y seguir avanzando en el desarrollo de aplicaciones tecnológicas útiles para los usuarios.

## Nacimiento de la Ideá

La propuesta del IDEA BIM Digital Twin nació en paralelo al desarrollo que se llamó IDEA Smart BIM: una herramienta que se concibió debido a la necesidad de evitar la pérdida de información, teóricamente inevitable, que suponía el operar con flujos de trabajo basados en Industry Foundation Classes (IFC). El IFC es el formato BIM de intercambio que promete total interoperabilidad entre distintos softwares BIM. Es decir, en teoría, si un usuario realiza el modelado BIM con un software particular y exporta el modelo 3D a IFC podría, idealmente, importarlo con cualquier software distinto, y consultar todas las propiedades sin perder información alguna. Sin embargo, la experiencia demuestra que en la realidad esto no sucede así cuando se trababa con entornos de trabajo de distintos fabricantes.

Este hecho supone un gran problema en la industria ya que el concepto de BIM nace con un sentido propio de colaboración entre disciplinas y, por tanto, entre herramientas de software especializadas. Por ejemplo, la estructura puede provenir de Construsoft Tekla, la topografía de Autodesk Civil3D, la tubería de Bentley Open Plant / Intergraph SP3D / o similar. Se presenta un gran problema cuando el usuario desea integrar su modelo en una plataforma única que mantenga todos los datos que se incluyen en las fuentes originales.

A raíz de esto, y al detectar que es el software Autodesk Navisworks el que presenta un uso más extendido en el mercado como visor del modelo final, surgió la idea de hacer un conector universal para este software cuyo objetivo esencial era garantizar que todos los datos que se habían generado en los distintos software usados, se conservaban al abrir el modelo mediante Autodesk Navisworks. De esta manera, nació IDEA Smart BIM, una herramienta que consiste en una aplicación programada en C# para Navisworks capaz de conectar las bases de datos provenientes de las fuentes originales con el modelo 3D. Como resultado, se obtiene un modelo 3D que almacena toda la información original. IDEA fue pionera en este desarrollo, que, a día de hoy, aún, no ha podido ser replicado por la competencia.

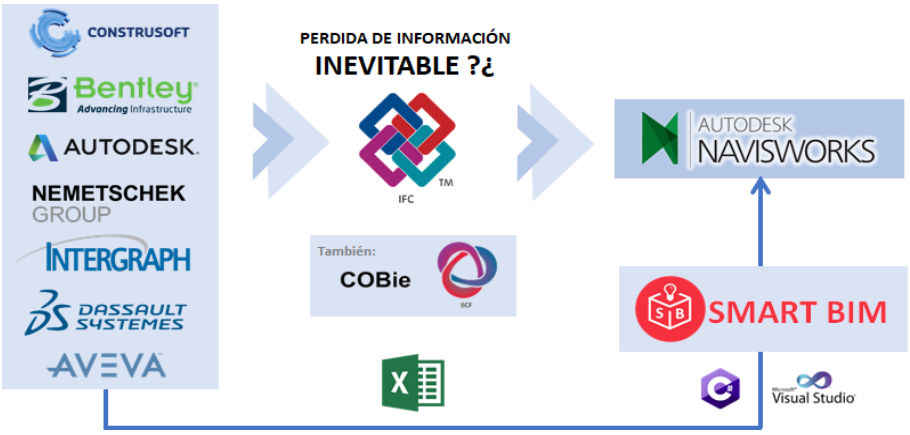



*Figura 1. Flujo de trabajo 'IDEA Smart BIM'.*

Partiendo de esta idea, surgió la oportunidad de llevar a cabo un proyecto aún más ambicioso: el BIM Digital Twin. La refleción era la siguiente: si había sido posible crear una herramienta capaz de conservar la información del modelo mediante bases de datos originales que se cruzaban, si estas bases de datos fueran reemplazadas por otras provenientes del gestor de operación y mantenimiento de un activo, el modelo también sería capaz de conextarse a estas fuentes externas. Al igual que lo desarrollado con Smart BIM, mientras que exista un ID común para hacer coincidir las entradas; se podría trabajar en la línea de crear un gemelo digital que solventara la problemática actual del mercado.

Además, a esta conclusión había que añadir otra reflexión relevante: el desarrollo de nuevos experimentos nunca puede ser estático, sino que ha de pivotar y retroalimentarse constantemente mediante la experiencia de los usuarios hasta obtener una propuesta de valor sólida que cubra sus necesidades [2]. Por ello, la perspectiva que se ha planteado para el BIM Digital Twin ha estado basada en una iteración continua hasta convertirse en una metodología propia que identifica las distintas fases que hay que alcanzar para desarrollar un gemelo digital útil y eficaz.

## Metodo BIM Digital Twin

El resultado del proceso de investigación que ha implicado esta iniciativa ha sido la definición de un funnel que muestra las distintas etapas necesarias para obtener el BIM Digital Twin:

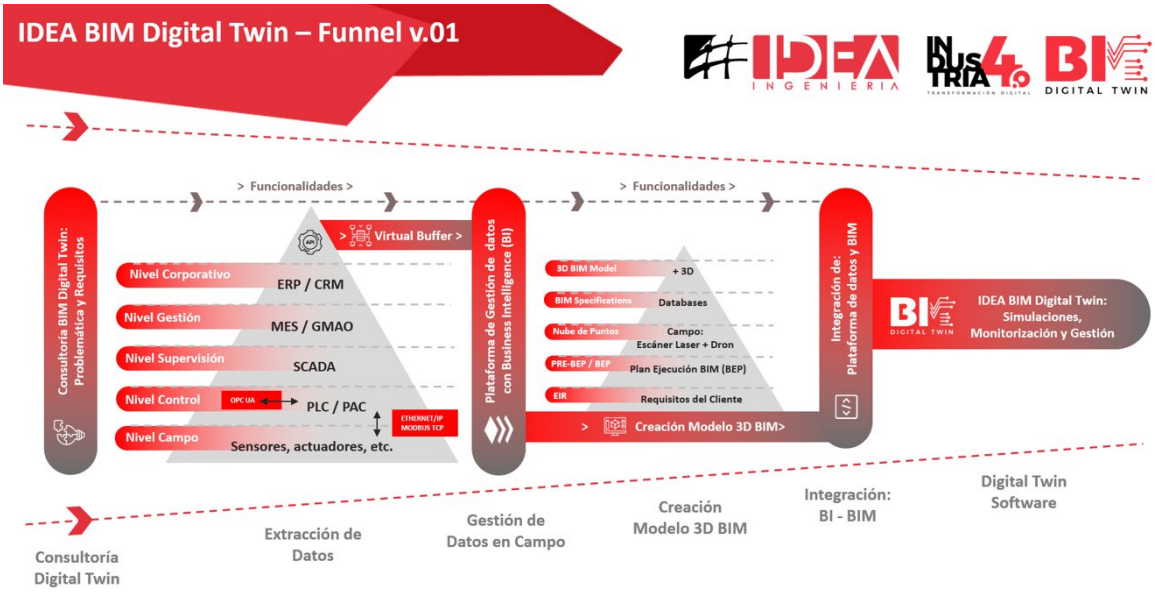



*Figura 2. Funnel 'IDEA BIM Digital Twin'.*

***Fase I: Evaluación Digital***

El primer estadio que considera esta metodología es una evaluación exhaustiva sobre el grado de innovación y digitalización existente en la organización interesada en adoptar el gemelo digital. Se hace especial hincapié en esa fase, ya que es generalmente la más obviada y, sin embargo, las conclusiones que se obtengan de su análisis son clave para la definir la viabilidad durante la implantación.

Por tanto, el Gemelo Digital requiere de una arquitectura sólida de digitalización que será la que sustente el desarrollo de las posteriores fases de la metodología. En consecuencia, es esencial evaluar las capacidades de digitalización de la organización para, en caso de que sea necesario, determinar e implantar las acciones pertinentes que fortalezcan los procesos internos y externos, asegurando así los cimientos de un sistema digital robusto. En este sentido, existen distintas herramientas que facilitan esta evaluación, por ejemplo, el informe HADA o IMP$^3$OV. Por otro lado, la consecución de la certificación UNE 166002 también garantiza que la organización cuenta con procesos y protocolos aptos para implantación de un proyecto de innovación.

***Fase II: Especificaciones Técnicas***

Esta segunda fase se apoya en diversas técnicas de innovación como Design Thinking o Lean Manufacturing para definir los requisitos específicos que son aplicables a cada organización. Por un lado, es evidente que el gemelo digital es un concepto abierto que puede aplicarse a distintos sectores, sin embargo, no todos estos sectores van a tener los mismos objetivos ni necesidades. Por otro lado, existe además un error común a la hora de definir la estrategia de implantación de un producto tecnológico: una comunicación ineficiente basada en tecnicismos que alejan las expectativas del usuario de las utilidades prácticas del producto.

Para evitar esta situación, esta metodología plantea una labor previa de exploración e identificación de necesidades en todas las áreas o tipologías de usuarios que estarán en contacto con el producto final. Durante esta sesión y en

base a las oportunidades de mejora detectadas, se elaborará una propuesta de plan de acción, primando aquellas características categorizadas como más críticas. El resultado por tanto es una estrategia única a cada contexto que pone en el centro a los usuarios del producto y que utiliza una gestión de expectativas realista y eficiente para garantizar la utilidad final del proyecto.

***Fase III: Recopilación de datos***

El siguiente estadio contempla la recopilación de las distintas fuentes de datos existentes en la planta, sistema o activo donde se pretende implementar el gemelo digital. El objetivo primordial de esta esta es la centralización de la información para generar una base de datos íntegra, accesible y precisa.

Es posible integrar las fuentes de todos los niveles jerárquicos de la organización: nivel en campo como sensores o actuadores; nivel de control como Controladores Lógicos Programables (PLC) o Controladores de Automatización Programables (PAC); nivel de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA); nivel de gestión como el de Gestión de Mantenimiento Asistido por Ordenador (GMAO) o Sistemas de Ejecución de Fabricantes (MES); e incluso la incorporación de niveles corporativos como la Planificación de Recursos Empresariales (ERP) o la Gestor de Relaciones con los Clientes (CRM).

Una vez realizada esta recopilación, será necesario establecer la comunicación mediante una Interfaz de Programación de Aplicaciones (API) para desarrollar un buffer virtual que permita la creación de un almacén de datos que mantenga la información centralizada y accesible para su posterior exploración y análisis.

***Fase IV: Sensorización***

Una vez que se han revisado los datos recopilados, es momento de reflexionar acerca de si existe información que debería estar incluida y que, sin embargo, en este momento no se está recogiendo. Para estos casos, la cuarta fase contempla un estadio de sensorización que se aplicaría en el caso de que se hayan identificado fuentes de información que deben ser incluidos en el almacén de datos.

***Fase V: Plataforma web de Inteligencia de Negocio (BI)***

La quinta fase recopila e integra todos aquellos datos que previamente han sido analizados y cruzados mediante las técnicas de gestión de información. Como resultado, se generan los paneles de BI, es decir, herramientas de visualización de datos que muestra el estado actual e histórico de las métricas e Indicadores Clave de Rendimiento (KPIs) que se hayan definido con la organización. Estos paneles consolidan y ordenan los datos con el objetivo de facilitar su comprensión y detectar posibles correlaciones entre los mismos que ayuden a mejorar la toma de decisiones.

***Fase VI: Software Gemelo Digital***

Finalmente, estos paneles se integran con el modelo BIM para volcar todos los datos en la maqueta inteligente mediante una herramienta que ofrece la oportunidad de ser gestionada tanto de manera local (a partir de un desarrollo de programación en Navisworks mediante C#) o en la nube (utilizando la API de Autodesk Forge).

Por su parte, la generación del modelo BIM requiere también sus propias fases: Recopilación de los Requerimientos de Información del Empleador (EIR), elaboración del Plan de Ejecución BIM (BEP), generación de la nube de puntos mediante técnicas de escaneado láser 3D, Integración de las bases de datos de las especificaciones BIM y finalmente la generación del modelo.

***Fase VII: Iteraciones***

Como se ha comentado anteriormente, esta metodología está basada en la iteración y testeo de las distintas versiones que parten de un Producto Mínimo Viable (MVP) para retroalimentarse a partir de la experiencia del usuario [2]. En este sentido, una de las características más interesantes que presenta el BIM Digital Twin es su escalabilidad para continuar implementando otros habilitadores tecnológicos que enriquezcan aún más el potencial de esta herramienta. Por ejemplo, incluyendo una capa de Machine Learning permitiría que la herramienta, por sí misma y sin intermediación de un usuario, pueda entender qué simulaciones resultarán positivas y cuáles no. Asimismo, la implementación de Blockchain ayudaría a verificar la correcta trazabilidad de los inputs de simulación, aportando aún más valor a los resultados obtenidos.

## RESULTADOS

La metodología propuesta por el BIM Digital Twin ha sido implantado en entornos reales, lo que ha permitido verificar su eficiencia. A continuación, se ilustran algunos casos de aplicación comentando los resultados obtenidos:

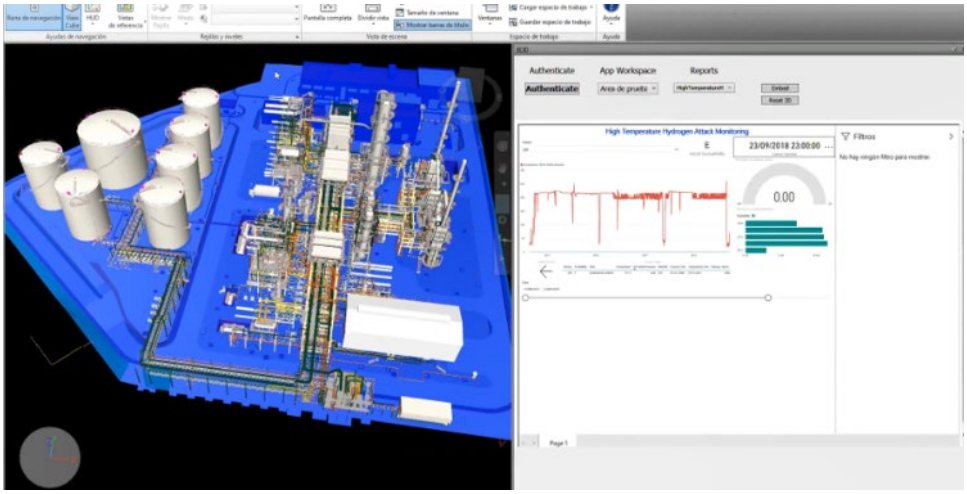



*Figura 3. Aplicación I BIM Digital Twin (Control Fiabilidad).*

A la derecha de la Figura 3, se observa un panel BI que recoge toda la información histórica relacionada con la fiabilidad de una planta del sector Oil&Gas. Al conectar estos datos con el modelo, se permite una interacción inmediata de manera que el modelo resaltará todos aquellos elementos implicados en las gráficas de visualización de los datos, de manera que el proceso de compresión de los datos se simplifica infinitamente y se permite además detectar posibles correlaciones que nunca antes hubiera sido posible.

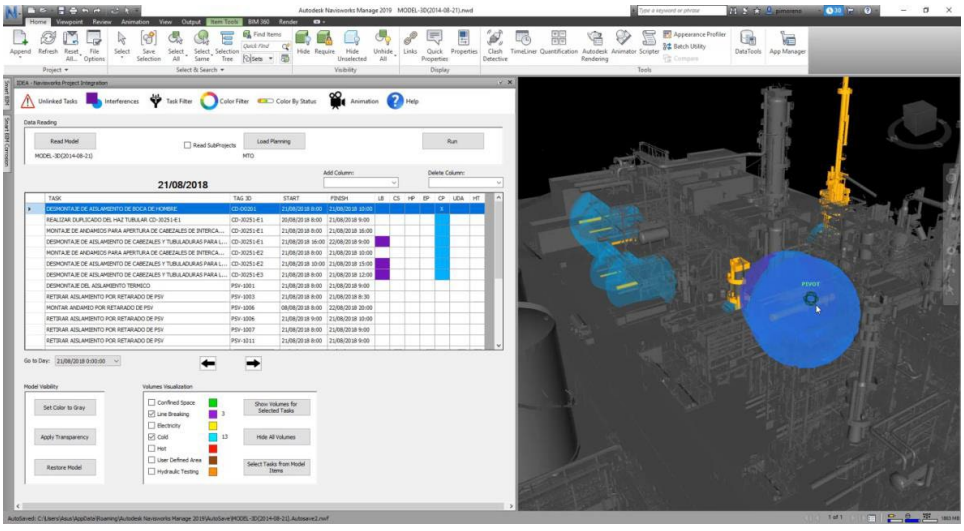



*Figura 4. Aplicación II BIM Digital Twin (Control Planificación RRHH).*

La Figura 4 muestra un desarrollo que conecta el modelo BIM con MSProject para verificar los conflictos que pueden ocurrir durante la planificación de los recursos humanos de diferentes subcontratistas de una planta. En consecuencia, y de acuerdo a las normas de seguridad establecidas, distintas esferas simulan el perímetro necesario para llevar a cabo cada una de las tareas planificadas con la seguridad requerida. El análisis de los posibles choques entre esferas detectará las zonas críticas, pudiendo identificar de forma temprana posibles interferencias y optimizando por tanto la gestión de los equipos de trabajo de la zona.

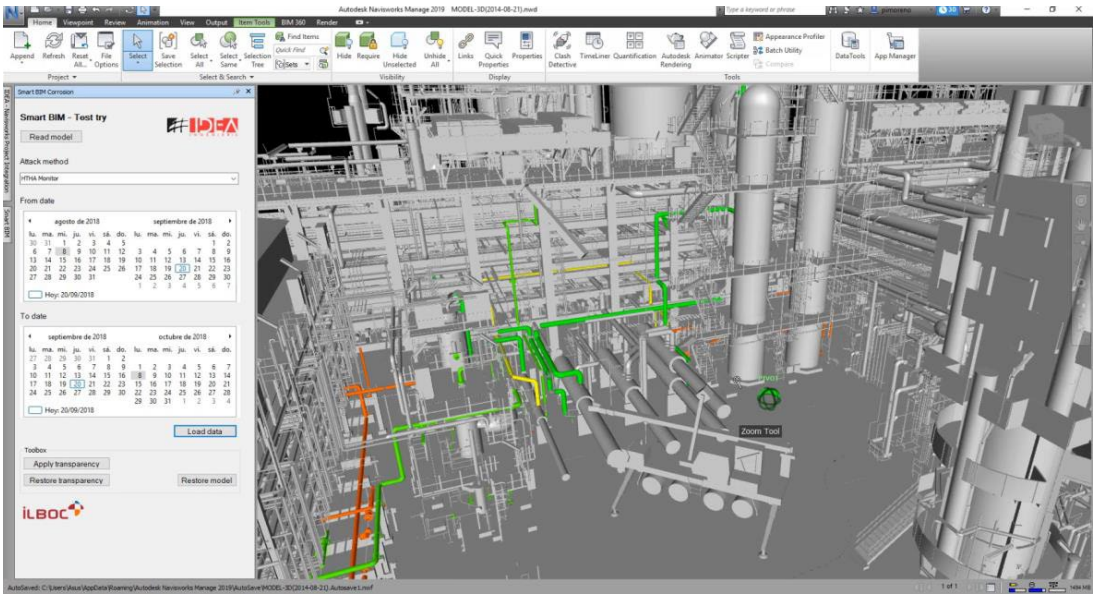



*Figura 5. Aplicación II BIM Digital Twin (Mantenimiento Predictivo)*

Por su parte, el desarrollo de la Figura 5 conecta el modelo 3D con la base de datos de las propiedades y estado relacionadas con la corrosión de tuberías, de manera que identifica la probabilidad de falla en cualquier sección de cada servicio. Esta es una manera increíble de mostrar en qué áreas la necesidad de mantenimiento predictivo es más alta y, gracias a la componente visual, se le puede generar un preciso control sobre la instalación que sin duda optimiza la eficiencia del control de mantenimiento.

## CONCLUSIONES

BIM Digital Twin es una herramienta no intrusiva y que no modifica la forma de trabajar, ya que se integra perfectamente con todos los niveles de gestión de una organización. Este mismo factor implica también que su implementación sea más rápida y, además, es una solución fácil de aprender a manejar, al no modificar los flujos normales de trabajo.

Por tanto, BIM Digital Twin se trata de un proyecto innovador basado en una de las tecnologías más disruptivas del momento: gemelo digital, la cual, concierne además a otros habilitadores digitales como BIM, Big Data, IoT o Ciberseguridad.

A partir de los casos de aplicación mostrados, se puede comprobar como el nivel tecnológico del BIM Digital Twin puede ser considerado como una propuesta de alto nivel, ya que no solo identifica un nicho de mercado para aportar soluciones prácticas a los usuarios, sino que es una herramienta con un potencial exponencial al complementar sus posibilidades con técnicas de Inteligencia Artificial o Blockchain.

Las correspondientes ventajas que supone la implementación de un gemelo digital derivan precisamente de la conjunción de todas estas tecnologías al conseguir un entorno protegido y seguro para experimentar espacios futuros, planificar mantenimientos preventivos, reducir margen de error y fallos o predecir resultados u optimizar el control de los parámetros de producción, entre otros.

En definitiva, BIM Digital Twin pretende ser el referente de un nuevo modelo de gemelo digital que utiliza la metodología BIM como una ventaja real competitiva para el desempeño diario en fase de operación y mantenimiento de activos.

## REFERENCIAS

[1] M. Kerremans, «Top 10 Strategic Technology Trends for 2019: Digital Twins,» Gartner, 13 March 2019.
[2] E. Ries, El Método Lean Startup, Barcelona: Deusto S.A. Ediciones, 2012.

# SUPERVISIÓN AUTOMATIZADA DE DISTINTOS TELESERVICIOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE ENDESA

**Javier Martínez,** CEO, Amplía
**Jesús Martín**, Jefe de Proyecto, Amplía

**Resumen:** El proyecto de supervisión de Teleservicios es la respuesta a los grandes desafíos de digitalización de una de las grandes compañías del sector eléctrico español como es Endesa. Algunos de los principales retos que surgen de este escenario son dar soporte a la gran variedad de equipamientos, fabricantes, modelos y protocolos soportados; a la gran diversidad de necesidades y requerimientos diferentes de cada teleservicio así como a la gran volumetría de equipos desplegados en campo. Este proyecto consiste en el diseño, implementación y despliegue de una arquitectura tecnológica avanzada de gestión de la información basada en una plataforma IoT de mercado como es OpenGate que da soporte a las necesidades de las distintas áreas de negocio que prestan dichos teleservicios. Los beneficios del proyecto derivados del uso de la plataforma Atlas - OpenGate han permitido a la compañía Endesa la optimización de procesos de negocio con la consiguiente reducción de los costes operativos así como mantener bajo control una planta de equipamientos muy diversa y creciente.

**Palabras clave:** monitorización, IoT, IIoT, Smart Grid, Energía, gestión de activos, industria 4.0, Digitalización, Operación.

## INTRODUCCIÓN / ANTECEDENTES

La automatización de los sistemas existentes en una multinacional como Endesa presenta una gran complejidad y este es un trabajo que se ha desarrollado a lo largo de varios años. Actualmente, se dispone aproximadamente de unos 282.000 dispositivos genéricos telegestionados que comprenden más de 45 servicios internos diferentes (smarmetering residencia, smartmetring industrial/comercios, puntos de recarga vehículo eléctrico, supervisión subestaciones de telecomunicaciones, etc.), todos ellos en un solo sistema unificado. Esta capacidad de digitalización ofrece a la compañía una información exacta y actualizada de la operativa de los sistemas desplegados en todo el territorio nacional. Una información de un inmenso valor que dota a la compañía de un conocimiento y de una capacidad de maniobra inteligente, rápida, flexible, segura y sobre todo, remota.

La contrapartida de la digitalización es que es imprescindible mantenimiento y gestión de los elementos que la permiten. No solo de los dispositivos, diferentes en cuanto a su funcionalidad, en cuanto a la tecnología de comunicación que utilizan e incluso a los protocolos de comunicación, también es necesario gestionar los componentes y procesos asociados, como pueden ser la gestión de tarjetas SIMs, necesarias para la comunicación de los dispositivos en la red GSM, procesos de despliegue de activos y su verificación en campo, generación, actualización y mantenimiento del software de los dispositivos, etc.

Por otro lado, es importante huir de la estrategia de desplegar múltiples soluciones de gestión distintas que impidan una gestión global y unificada de nuestros activos y una toma de decisiones basada en una información consensuada con los múltiples sistemas a monitorizar.

Con este objetivo desde Endesa se impulsó el proyecto Atlas. Este proyecto ha permitido integrar en una única plataforma lo que anteriormente implicaba varios sistemas aislados y completar dichos sistemas con procesos eficientes que permite realizar la telegestión y monitorización de los activos con sencillez, rapidez y seguridad en las acciones.

## DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN O PROYECTO

El proyecto Atlas es un proyecto de digitalización industrial que surge ante la necesidad de tener un sistema unificado IoT para la monitorización, supervisión y control integral de los activos de media y baja tensión de los que la compañía hace uso para sus diferentes servicios a cliente.

Dentro de Endesa conviven múltiples servicios (teleservicios), desde la distribución de la electricidad pasando por la monitorización del consumo por el cliente final hasta el vehículo eléctrico y, por supuesto, la monitorización de la generación y el transporte de la electricidad. Todos estos servicios tienen unas características muy diferentes pero unas necesidades muy comunes en cuanto a la monitorización y telegestión de los elementos de la infraestructura IoT que soporta dichos teleservicios. Como parte del proceso de digitalización de dichos teleservicios se contemplan distintos niveles, por un lado, la captura y recolección de información de cómo se están comportando en tiempo real,

la generación de analíticas e informes avanzados a partir de esta información y, por otro lado, garantizar el éxito de las actuaciones en campo para instalar y mantener todos los elementos que permitieran la digitalización de los servicios.

En la compañía eléctrica se creó un departamento específico para atender a estas necesidades de digitalización IoT, el proyecto Atlas surge de la necesidad de proveer a la compañía de herramientas avanzadas dentro del mundo IoT para garantizar una correcta operativa y mantenimiento de los elementos que han permitido la digitalización de los servicios prestados por las áreas de negocio de Endesa y convirtiendo estos en "teleservicios".

La solución Atlas OpenGate cubre las siguientes áreas:

- Conocimiento exhaustivo del inventario y estado operacional de todos los elementos involucrados en los "teleservicios" y sus componentes (tarjetas sim, versiones de software) desplegados en campo.
- Recolección de datos en tiempo real de información del desempeño de los elementos citados, permitiendo su monitorización y la detección automática de problemas o comportamientos diferentes a los esperados.
- Gestión eficiente del ciclo de vida de las tarjetas SIMs y de sus líneas de comunicación asociadas, desde su petición a las operadoras a la baja o suspensión y retirada de las mismas. Todo ello con una interfaz directa con los sistemas de las operadoras. Esto no es baladí cuando hablamos de casi 300.000 tarjetas SIMs.
- Apoyo a los despliegues en campo de los dispositivos y las comunicaciones asociadas. El objetivo es minimizar las actuaciones en campo, así como el tiempo por actuación requeridos para dar soporte al negocio. Esto conlleva un ahorro de costes, garantizando, al mismo tiempo, telemáticamente que la actuación ha sido satisfactoria.
- Información de calidad del servicio de las operadoras que prestan la capacidad de comunicación GSM, coberturas, caídas de servicio, etc.

El uso de esta herramienta ha permitido:

- La estabilización del equipo encargado de la gestión de los sistemas en cuanto al número de personas que lo constituyen, actualmente en torno a 14 a pesar de que dicho equipo se había estimado que crecería en más de 30 con la volumetría actual.
- Reducción drástica de las visitas a campo para el mantenimiento de los elementos desplegados.
- Reducción del tiempo de estancia medio de los operarios en la actuación en campo lo que ha reducido el coste de dichas actuaciones.
- Aumento significativo del número de nuevas implantaciones soportadas por día lo que ha permitido dar respuesta a campañas comerciales de captación de clientes.

## MATERIAL Y METODOLOGÍA

Entre las entidades que actualmente se están monitorizando en este proyecto se encuentran, contadores, módems, routers, gateways, tarjetas SIMs e inclusive las empresas y trabajadores que realizan los despliegues en campo, así como sus órdenes de trabajo.

El proyecto Atlas se apoya en OpenGate, una plataforma de IoT específicamente diseñada para la integración tanto de dispositivos heterogéneos en cuanto a sus protocolos y sistemas de comunicación como para la integración con terceros sistemas. Para la integración con diferentes dispositivos y sistemas esta plataforma de IoT cuenta con una factoría de conectores, estos conectores son piezas de software específicamente diseñadas para hablar cada uno de ellos en un protocolo concreto, cada diferente mensaje se traduce en un lenguaje común que se utiliza a nivel interno para unificar la información proveniente de estos múltiples conectores. Estos conectores habilitan la comunicación con los dispositivos tanto de los dispositivos hacia la plataforma como desde la plataforma a los dispositivos. Este último punto ofrece una ventaja fundamental ya que abstrae al usuario final de la complejidad de los múltiples sistemas de comunicación, protocolos, etc. Y, además, hace transparente a esta complejidad el trabajo con los dispositivos.

Durante la realización y desarrollo del proyecto fue necesario integrarse con varios tipos de dispositivos, routers y contadores cada uno de un fabricante y con un protocolo de comunicación específico.

Como complemento a la información recolectada directamente por los dispositivos se ha realizado la integración con las plataformas internas de las tres operadoras más grandes del mercado español Movistar, Vodafone y Orange. Estas operadoras ofrecen conectividad 3G a los dispositivos de Endesa y la integración con los sistemas internos de estas

compañías provee al sistema Atlas de una información importantísima sobre la conectividad de sus dispositivos. Recibiendo información directa de los sistemas Radius, y cruzando esta información en tiempo real con la información proveniente de los propios dispositivos, Endesa es capaz de determinar la calidad de la conectividad de sus dispositivos, detectar problemas de conexión con las operadoras e, inclusive, determinar zonas de baja cobertura en una de ellas con ánimo de seleccionar la operadora óptima para cada uno de los despliegues de nuevos elementos.

Para facilitar la digestión por parte de los operadores de la organización de la cantidad ingente de información que se procesa a lo largo del día, unos 3 millones y medio de eventos; el proyecto Atlas hace uso del motor de reglas de la plataforma de IoT, OpenGate. Este motor permite la configuración de las reglas de análisis que sean necesarias con ánimo de poder extraer la información de negocio que redunda debajo de todos los eventos recolectados, por ejemplo, tener un conocimiento real y fidedigno de cuál es el inventario de los dispositivos desplegados en campo, poder seleccionar de forma automática cuáles son los dispositivos que tienen algún problema o tienen una operativa que no es la esperada.

En cuanto a las herramientas de visualización y trabajo con las que cuentan los usuarios del grupo de telecomunicaciones de esta empresa encargados del mantenimiento de los elementos de digitalización, estos gozan a su vez, de una interfaz web muy potente. En ella, tienen disponible de forma unificada toda la información que procede tanto de los elementos desplegados como de las operadoras que prestan servicio de comunicación a sus elementos. Se han generado informes a medida que se actualizan de forma automática, cuadros de mando para poder explorar en la información y así obtener el dato buscado, elementos, etc. Todo ello permite al equipo de mantenimiento realizar su operativa diaria de forma ágil y segura.

## RESULTADOS Y DATOS OBTENIDOS

Como resultado de todo este proceso de digitalización se han obtenido una serie de beneficios, entre los que cabe destacar:

- Estabilizar la relación entre el tamaño del equipo que da soporte y un parque creciente de elementos Reducir el tiempo de estancia en campo para cada incidencia y garantizar el éxito de la estancia de forma telemática lo que permite en sí mismo optimizar el coste de estas.
- Aumentar la capacidad de despliegues en campo por día para dar soporte a campañas comerciales que generan demandas masivas de puesta en marcha del servicio.
- Acelerar los análisis de la causa raíz (RCA) de las incidencias que se producen.
- Permitir detectar de forma automática y proactiva situaciones de funcionamiento no deseado como por ejemplo recursos que siguen suponiendo un coste pero que aparentemente están retirados o eliminados del servicio, posibles situaciones de fraude o uso indebido de dichos elementos, etc.
- Reducción del Time to market de los nuevos proyectos hemos pasado de necesitar meses para desplegar una arquitectura de comunicaciones gestionada a escasas semanas.

## DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

- Los principales retos futuros de la SmartGrid surgen del paso de los modelos energéticos centralizados a modelos de generación y consumo distribuidos donde la mayor parte de la energía se consume muy cerca del punto de generación así como el autoconsumo.
- Las compañías de distribución deberán de jugar un papel esencial de intermediación en estos escenarios.
- Esto supone un gran desafío desde el punto de vista del control y la monitorización de activos donde la digitalización IoT estará ayudando a crear la infraestructura necesaria para dar soporte a dichos escenarios.
- La gran dispersión y volumetría de elementos de monitorización y control que serán necesarios para dar soporte a estos escenarios deberá ser abordada contando con una base tecnológica robusta, segura y escalable que permita la gestión unificada de los recursos distribuidos, la información recolectada, así como la operación remota de los mismos.

## AGRADECIMIENTOS

Quisiéramos dar las gracias al responsable del Centro de Control de Teleservicios de Endesa/Enel Iberoamérica como a su equipo por la confianza mostrada en OpenGate y en el equipo de expertos y profesionales involucrados en el desarrollo del proyecto Atlas.

## REFERENCIAS

- Video de presentación del proyecto: https://youtu.be/Ez5iGGKtFrk

# GESTIÓN DE ACTVOS DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. DIGITALIZACIÓN Y SERVICIO DIGITAL EN EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

**Ángel Silos Sánchez**, Power Services Business Developer, Schneider Electric
**Francesc Íñiguez Font,** Medium Voltage Business Developer, Schneider Electric

**Resumen:** En esta última década el avance de la Smart Grid ha sido considerable y en la presente se va a ver abordado por nuevos retos como el autoconsumo y el vehículo eléctrico. A raíz de este nuevo escenario abierto sigue siendo el centro de transformación el punto neurálgico de la red de distribución eléctrica que va a tener que afrontar nuevos retos. En paralelo, el concepto de digitalización en la distribución eléctrica ha ido creciendo considerablemente en los últimos años potenciando la optimización del mantenimiento. Esta publicación mostrará la posibilidad de combinar magnitudes ambientales junto con las variables eléctricas con las que se permite definir el estado de envejecimiento de los activos, mostrando ejemplos en instalaciones de distribución eléctrica industrial y pruebas pilotos en centros de transformación de compañías eléctricas. Este hecho se une a la mejora tecnológica de corte en aire con la que se presenta una mejora respetuosa para el medio ambiente en los centros de transformación. Se abre, por tanto, la puerta para mejorar la gestión del centro de transformación optimizando así el mantenimiento de la red de distribución.

**Palabras clave:** Servicio digital, digitalización, activo, mantenimiento predictivo, centro de transformación, corte en aire.

## INTRODUCCIÓN

Durante esta última década se han presentado principalmente tres evoluciones considerables que están transformando la concepción del mantenimiento. La primera a destacar ha sido la evolución de las tecnologías de la información (information technologies, IT) ya que en su último estado ha permitido una recopilación de la información para su procesamiento en *edge compunting* y en *cloud computing*. Por otro lado, la explosión de Internet of Things (IoT) ha incitado el desarrollo de sensórica variada que ha permitido recoger variables que hasta ahora no se tenían presentes en el análisis de salud de los activos. Finalmente, el tercer punto ha sido la integración del conocimiento experto junto a algoritmos desarrollados en alto nivel tanto para predecir evoluciones atendiendo a situaciones anómalas para, en un segundo estadio, aportar una prescripción sobre el activo. Este hecho permite comprobar el valor de tratamiento del dato frente al beneficio de mantenimiento en el activo, que acaba conceptualizándose en un servicio digital.

Este nuevo paradigma que está surgiendo tiene múltiples campos de aplicación debido a que la conectividad de los diferentes elementos de un campo de aplicación puede realizarse de una forma heterogénea [1]. A partir de aquí se pueden establecer relaciones entre campos que hasta ahora se mantenían independizados. La posibilidad de desplegar sensores en los diferentes puntos de una infraestructura de distribución eléctrica ya sea centralizada o descentralizada y la fácil recolección de la información de los mismos, para ser tratada posteriormente en un sistema de análisis superior, induce una mejora significativa en el mantenimiento de las instalaciones. De esta manera se obtiene una visión holística de la instalación que permite una auditoría continua descubriendo así puntos de mejora, que ayudarán al usuario final en la toma de decisiones para definir futuras inversiones y su plan de mantenimiento.

En este artículo se presenta el concepto de gestión del activo para las redes de distribución eléctrica tanto para el sector eléctrico como el industrial. Aunque las necesidades en referencia a la producción en ambas situaciones pueden resultar diferentes, en la distribución eléctrica se presentan necesidades similares. La necesidad más importante es la disponibilidad eléctrica que permite la continuidad de la producción. Es el servicio digital el vector necesario para la gestión de estos activos que permite definir y completar el mantenimiento tradicional dotando al activo de la prescripción necesaria para alargar su vida útil, conociendo al mismo tiempo su estado de envejecimiento. A través de ejemplos se mostrarán los desarrollos efectuados por Schneider Electric en cuanto a la digitalización, servicios digitales y la tecnología de corte en aire para interruptores de Media Tensión (MT).

## EVOLUCION DEL MANTENIMIENTO EN LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

El mantenimiento en las instalaciones de distribución eléctrica empezó en un primer estado como mantenimiento focalizado a un hecho correctivo. A medida que surgía alguna problemática se realizaba esa acción correctiva con el

objeto de solucionar el problema lo antes posible. Este hecho limitaba mucho la continuidad de producción ya que una corrección podría suponer una parada parcial o completa de la producción [2].

A medida que esta situación fue detectada, los departamentos de mantenimiento de las industrias y de las compañías eléctricas empezaron a establecer planes de mantenimiento con el objeto de, regularmente, realizar una verificación de sus dispositivos ya fuese en una parada programada o a través de inspecciones rutinarias o paradas parciales en las diferentes partes del sistema [3]. Los fabricantes de equipos de distribución eléctrica establecieron tiempo atrás diagnósticos específicos de sus productos replicando exactamente el ensayo final que se realiza en el control de calidad. Este hecho aseguraba que el dispositivo eléctrico se encontraba en perfectas condiciones para realizar sus funcionalidades en el mismo momento en que fue fabricado [4]. Con esta serie de ensayos se podía realizar un avance importante en el plan de mantenimiento asegurando una fiabilidad de la instalación principalmente en los puntos críticos.

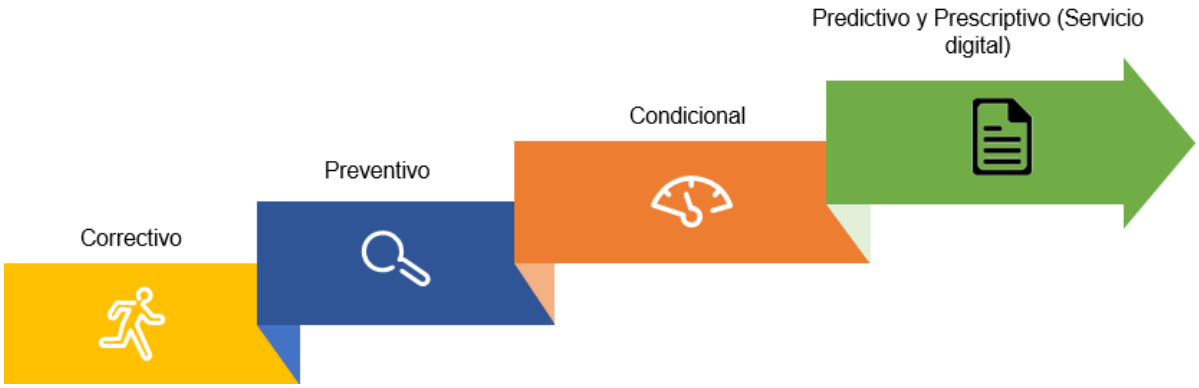



*Figura 1. Evolución del mantenimiento en la distribución eléctrica. Del mantenimiento correctivo al servicio digital.*

El mantenimiento predictivo se ha desarrollado a través de la implantación de sensórica y de establecer condiciones entre los diferentes datos recogidos. A partir de esto, al cabo de una serie de periodos se puede llegar a determinar un patrón que modela el activo y su entorno. El hecho de poder recolectar diferentes variables durante un tiempo permite realizar un análisis profundo del estado de la instalación y plantear diferentes análisis con el objeto de detectar problemas o mejoras sobre el activo o la instalación. Este nuevo procedimiento se conoce como mantenimiento prescriptivo. Esto permite al usuario focalizarse en los puntos importantes de mantenimiento a realizar para conseguir mantener el nivel de fiabilidad adecuado que le permitirá una continuidad del proceso.

En la figura 1 se pueden ver los diferentes tipos de mantenimiento que se han ido llevando a cabo en la distribución eléctrica. El uso de un mantenimiento condicional en los dispositivos críticos y de un mantenimiento prescriptivo en áreas críticas puede implicar un aumento de costes en el plan de mantenimiento, pero los costes de explotación pueden verse reducidos considerablemente en un 10%, reduciendo las averías en un 5% y las paradas del sistema en un 10% [5].

## SERVICIO DIGITAL. MANTENIMIENTO PREDICTIVO Y PRESCRIPTIVO

Para la realización de un correcto mantenimiento predictivo y prescriptivo en un sistema de distribución eléctrico es necesario medir las magnitudes eléctricas, intensidad y tensión, las magnitudes del entorno, como la temperatura y la humedad, y las variables adicionales específicas que aportan información clave de cada dispositivo, como el número de operaciones de un interruptor o su tiempo de apertura que siempre han estado presentes [6]. El análisis estadístico y algorítmico de estas variables proporcionará el estado de envejecimiento de los diferentes activos de la distribución eléctrica.

### Funcionamiento del servicio digital

Partiendo del análisis de estas variables el mantenimiento predictivo y prescriptivo debe realizarse a través de un servicio digital que monitorice y analice las variables. El objetivo es poder concentrar esa información en una oficina técnica especialista que realice ese análisis, a través de algoritmos predictivos y software de alto nivel, y que informe al usuario del inicio de posibles anomalías. Este tipo de servicio se presenta ofreciendo al usuario los datos recogidos

a través de un dashboard donde se le presenta la información del envejecimiento de los activos, así como un informe periódico prescriptivo. El hecho importante a destacar es que detrás se encuentra un equipo humano de especialistas en la distribución eléctrica.

Muchos usuarios finales ya disponen de un sistema integrado donde se almacenan todos los datos y sobre los que se hacen proyecciones. Por este motivo este tipo de plataformas tienden a ser abiertas y a disponer de una funcionalidad Application Programing Interface (API) con el objeto de poder ser integradas con otras plataformas. Esto supone para el usuario final la posibilidad de interrelacionar los datos y conocimientos de varias plataformas, de diferentes fabricantes, y hacer una profunda comparación de información. Este hecho realmente potencia el valor añadido en el mantenimiento abriendo las puertas a la integración del conocimiento en el usuario final.

## Sensórica desarrollada para la distribución eléctrica

Como se ha comentado anteriormente una innovación desarrollada y testeada para la distribución eléctrica durante estos últimos años han sido los sensores de punto caliente y de humedad para la distribución eléctrica. Schneider Electric dispone de una serie de sensores autoalimentados de temperatura, TH110, y con batería para la humedad, CL110, que a través de una comunicación inalámbrica Zigbee, del estándar IEEE 802.15.4, se recolectan estas variables cada 15 minutos.

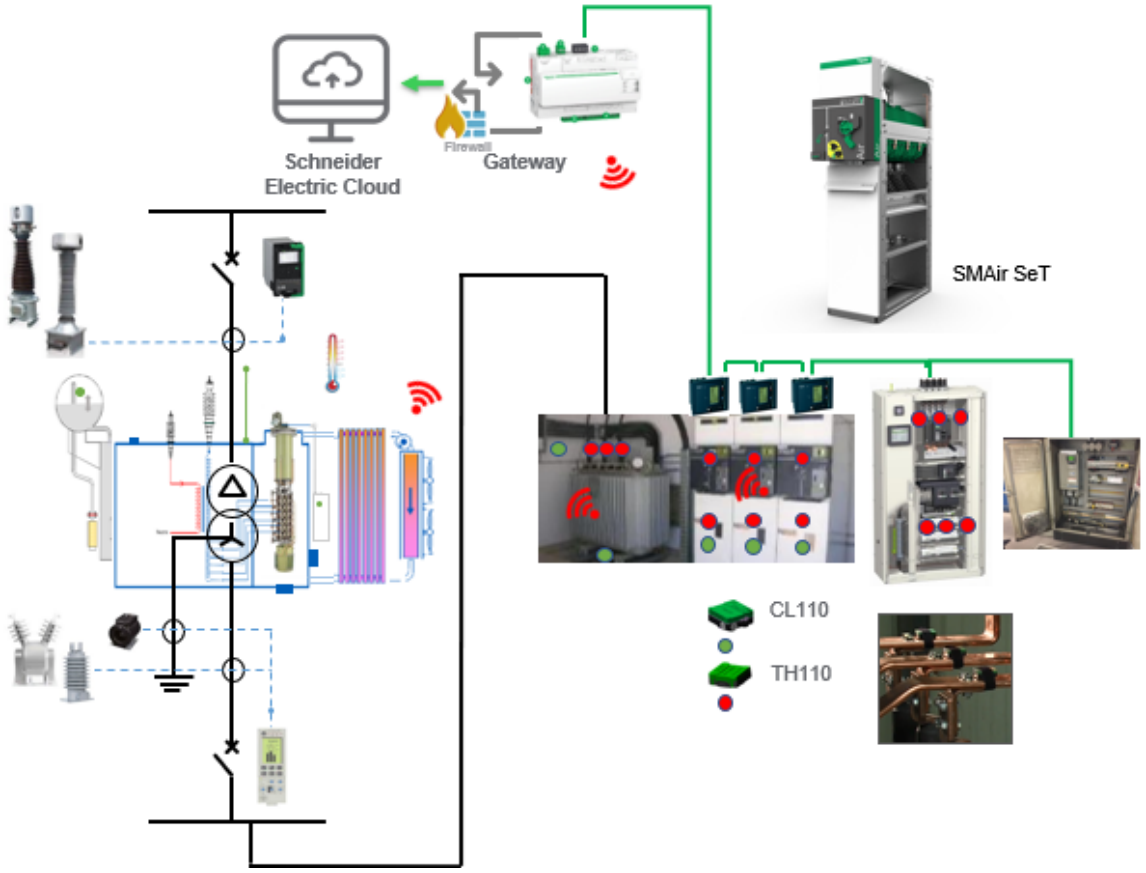



*Figura 2. Sensores de temperatura y humedad para la termografía y condiciones ambientales.*

Los sensores TH110 pueden proporcionar una solución equivalente a una termografía. Debe tenerse en cuenta que un equipo de termografía aporta una precisión considerable de la temperatura en los diferentes puntos de la distribución eléctrica [7], aunque a veces es difícil poder extraer esa información, por ejemplo, en cuadros blindados. Esta monitorización, aunque con menos precisión, puede aportar una evaluación continua con la que al final se puede disponer de una tendencia para contrastar con otras variables y anticiparse a problemas. Los sensores están en contacto directo con los elementos que adquieren la variación de temperatura.

Aunque no solo se tiene que tener presente este tipo, en el caso de transformadores de potencia se analiza el contenido de aire en el dieléctrico para asegurar su nivel de aislamiento y las posibles descargas parciales con sistemas de monitorización especiales. En la figura 2 se muestra toda esta sensórica junto con los elementos tradicionales que aportaban las magnitudes eléctricas.

La comunicación de estos sensores junto con los equipos tradicionales de medida y protección puede concentrarse en un elemento intermedio ciberseguro que enviará la información unificada a la nube como se muestra en la figura 2. También es posible enviar por un canal seguro, de forma independiente, la información recopilada durante un cierto periodo. Es importante tener en cuenta que al tratarse de un sistema predictivo - prescriptivo no es necesario estar realizando una monitorización en tiempo real.

## Patrones y algoritmos para la detección predictiva y prescriptiva

La aplicación de algoritmos que, sobre equipos determinados y de forma genérica, permitan avanzarse a la detección de esas incidencias en un sistema de distribución eléctrico. Este hecho facilita que la aplicabilidad sea independiente del producto que se está analizando. La plataforma de servicios digitales Ecostruxure Asset Advisor [8], de Schneider Electric, utiliza la elaboración de patrones y algoritmos para detectar anomalías y hacer una prescripción de los diferentes equipos como transformadores secos y de aceite, interruptores, canalizaciones, celdas de MT, cuadros de Baja Tensión (BT) y variadores de velocidad. En la tabla I se mencionan los patrones y algoritmos que se aplican con la solución de Schneider Electric en diferentes activos de los fabricantes que conforman el mercado.

| **Activos** | **Algoritmos** |
|---|---|
| Transformador seco | Control de temperatura (conexiones y devanados) y condición ambiental.<br>Algoritmo de envejecimiento (machine learning).<br>Análisis de sobrecarga del transformador (Estado P/Q). |
| Transformador de aceite | Control de temperatura (conexiones y devanados) y condición ambiental.<br>Estado del dieléctrico.<br>Algoritmo de envejecimiento (basado en modelo). |
| Interruptor de BT y cuadro de BT | Control de temperaturas del interruptor y del cuadro.<br>Algoritmo de envejecimiento (basado en modelo).<br>Nivel de estrés. |
| Interruptor de MT y celda de MT | Control de temperaturas del interruptor y de la celda.<br>Algoritmo de envejecimiento (basado en modelo).<br>Nivel de estrés. |
| Variador | Probabilidad de fallo.<br>Envejecimiento del motor. |

*Tabla I. Análisis realizados a través de patrones y algoritmos.*

# ACTIVOS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

## Transformadores de potencia

En las subestaciones de generación de MT a Alta Tensión (AT), así como de AT a MT el transformador es un elemento clave y debido a su dimensión y coste se realiza sobre éste un seguimiento. Actualmente con el escenario de flexibilidad de la red que se va a presentar en próximos años estos transformadores pueden ser monitorizados con más profundidad y sobre ellos puede aplicarse un servicio digital de seguimiento que muestre un análisis específico con el objeto de conocer el estado del activo.

Sobre este activo a parte del servicio digital que podrá ayudar a la anticipación de posibles problemas cabe destacar que deben ser ensayados de forma profunda realizando ensayos de barrido de frecuencia, ensayos sobre el dieléctrico, así como otros que permiten asegurar su vida útil. El servicio digital puede ayudar a la determinación de cuando realizar este ensayo tras analizar el envejecimiento del equipo. Como se ha mostrado en la figura 2, en los transformadores de potencia se analizan las temperaturas de sus bobinados, así como temperaturas de punto caliente y la composición de aire en su dieléctrico; además de las magnitudes eléctricas.

A modo de ejemplo la figura 3 muestra las variables de temperatura de cada bobina de un transformador durante un período de 8 días de una instalación crítica. Como se puede observar la fase A y la B presentan una diferencia ya que

la B se encuentra entre la A y la C y su temperatura debería ser mayor, sin embargo, en la C se presenta una mayor temperatura teniendo en cuenta que las cargas estaban distribuidas y la intensidad era la nominal del equipo. En este transformador de potencia se estaba empezando a originar un defecto de aislamiento interno que hacía, progresivamente aumentar la temperatura. Cabe destacar que el nivel de carga se mantenía constante. Este tipo de identificaciones son claves para poder avanzarse a la detección de problemas críticos para el sistema.

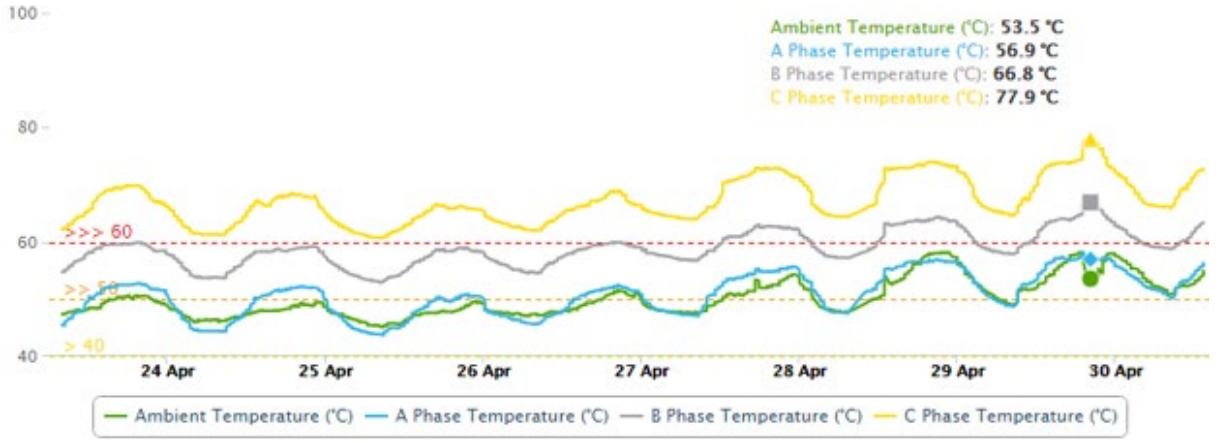



*Figura 3. Desviación de las temperaturas de los bobinados de un transformador.*

## Centros de transformación

Toda esta evolución de la transformación energética que acabará derivando en una mayor flexibilidad de la red tendrá un impacto considerable en los centros de transformación de MT a BT, que se convertirán en el elemento de entronque entre los nuevos actores y el sistema eléctrico actual. Por tanto, la monitorización continua de forma integral, así como la predicción y prescripción sobre el centro de transformación es clave. Los centros de transformación sufren una lenta evolución tecnológica por parte de los fabricantes cada 20 años. De hecho, el diseño de un centro de transformación se plantea para que tenga una vida de 30 años, al menos en cuanto aparellaje eléctrico se refiere. La parte de electrónica y control tiene una vida útil de 15 años; aunque los fabricantes plantean soluciones de renovación para que pueda extenderse hasta esos 30 años.

Uno de los avances recientes en los centros de transformación ha sido la eliminación del gas hexafluoruro de azufre (SF6) en las celdas de Media Tensión que lo componen. En el periodo de 1970 se empezó a utilizar el SF6 para poder conseguir el corte de los interruptores aumentando así su capacidad de corte y reduciendo el espacio. El SF6 es un gas de efecto invernadero el cual provoca efectos nocivos en el medio ambiente y obviamente requiere de un mantenimiento para asegurar la funcionalidad de corte, así como una manipulación llegado el fin de vida del producto. Cabe destacar que, como alternativas, se presentan dos posibilidades sustituir este gas por otro de menor impacto de efecto invernadero o bien utilizar aire. Schneider Electric ha desarrollado la funcionalidad de interruptor automático e interruptor seccionador, con la cabina SMAir SeT, para redes de 24 kV libre de SF6 [9]. Con esta apuesta se pretende proveer al mercado de una solución respetuosa con el medio ambiente, optimizada respecto al mantenimiento y con un coste más reducido al final de su ciclo de vida. Debe tenerse en cuenta que este tipo de soluciones tienen un coste de inversión inicial más elevado debido a que se trata de una nueva tecnología en relación a la solución tradicional.

No debe olvidarse que a nivel de mantenimiento una de las condiciones fundamentales era verificar el estado del SF6. Aunque los fabricantes garantizan la estanqueidad del mismo, prueba de ello ha sido el gran despliegue realizado de esta tecnología a lo largo de los años, es necesario realizar esta comprobación para asegurar la correcta funcionalidad. La tendencia a un corte en aire es una evolución a la simplificación de ese mantenimiento [10]. Adicionalmente no deja de ser un avance en seguridad para las personas, de fácil uso en el que se mantienen las mismas dimensiones que con la solución de SF6 con total intercambiabilidad y manteniendo el mismo ciclo de vida.

# RESULTADOS DE ENSAYOS EN CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Schneider Electric ha testeado la tecnología de corte en aire libre de SF6 para celdas de distribución en centros de transformación de compañía eléctrica, realizando al mismo tiempo la digitalización comentada anteriormente con el

objeto de poder validar estas dos nuevas tendencias que mejorarán claramente el mantenimiento en el centro de transformación. Estas pruebas se han realizado en Suecia en la compañía eléctrica E.ON, en la compañía distribuidora GreenAlp situada en Grenoble, Francia, y en la distribuidora EEC Engie en Nueva Caledonia. Las tres compañías han testeado la solución libre de gas SF6 haciendo monitorización en las celdas y en transformadores recogiendo e integrando la información proporcionada. La adaptabilidad de las soluciones presentadas anteriormente se ha mostrado presente en los diferentes escenarios optimizando gastos operativos, mejorando la fiabilidad del suministro de energía y siendo respetuoso con el medioambiente para los consumidores [9].

## AGRADECIMIENTOS

Desde Schneider Electric y a través de esta publicación agradecemos a E.ON, GreenAlp y a EEC Engie su colaboración para las pruebas piloto en su red de distribución con los interruptores de corte al aire y la digitalización en sus centros de transformación.

## CONCLUSION

La combinación de estos servicios digitales de mantenimiento predictivo y prescriptivo integrándolos a través de la funcionalidad API junto al control tradicional de la red puede ser de gran ayuda para alargar la vida del parque instalado optimizando a la vez mantenimiento e inversiones. No debe olvidarse la ejecución de ensayos expertos en activos como los transformadores de potencia y en los centros de transformación con los que se propicia una mayor elongación de la vida útil de esos activos, mejorando la fiabilidad de la red de distribución eléctrica.

Como se ha indicado en esta publicación los avances de monitorización de temperaturas en embarrados y cables, así como las variables ambientales permiten la elaboración de algoritmos y patrones con el objeto de identificar en la red de distribución el envejecimiento de sus activos según las condiciones de estrés y ambientales que se presenten. El otro avance destacado en esta publicación ha sido la transformación tecnológica que han sufrido los órganos de corte y seccionamiento de los centros de transformación con la tecnología libre de SF6, que propicia una mejora en mantenimiento, seguridad en las personas y un respeto al medio ambiente entre otras.

## REFERENCIAS

[1] Rahim, A.; Giaffreda, R., 2014, IoT and Cloud Convergence: Opportunities and Challenges, 2014 IEEE World Forum on Internet of Things (WF-IoT), 6 - 8 de Marzo de 2014, Seul, Corea del Sur.
[2] Morte, D., 2016, Electrical Distribution Maintenance Fundamentals. Schneider Electric, París, Francia.
[3] Koch, D., 2012, A comparison of on-demand vs. Service Plan for Electrical System Maintenance Programs, Schneider Electric, París, Francia.
[4] Silos, A, 2018, Del mantenimiento condicional basado en el diagnóstico al predictivo en las instalaciones eléctricas, 44 Reunión Anual Sociedad Nuclear Española, Ávila, España.
[5] U.S. Department of Energy, 2010, Operations & Maintenance. Best Practices. A Guide to Achieving Operational Efficiency, Washington, USA.
[6] Schmitt, P.M., Barbarin, G., 2019, How to Build Smarter Electrical Substations by Mimicking Biology, CIRED, 25th International Conference on Electricity Distribution, 3-6 de Junio de 2019, Madrid, España.
[7] Hirschbold, M., Chabert, D., 2018, How thermal monitoring reduce risk of fire more effectively than IR thermography, Schneider Electric, París, Francia.
[8] Schneider Electric, 2020, Ecostruxure Asset Advisor for Electrical Distribution, París, Francia, https://www.se.com/ww/en/work/services/field-services/electrical-distribution/operate/asset-advisor25 Septiembre 2020.
[9] Schneider Electric, 2020, Pilot projects with EEC Engie, E.ON and GreenAlp, París, Francia https://www.se.com/ww/en/work/products/product-launch/sf6free-mv-technology/ 25 Septiembre 2020.
[10] Preve, C., Trichon, F., Maladen, R., Piccoz, D., 2019, Innovative SF6 Free switch with shunt vaccum interruption technology, CIRED, 25th International Conference on Electricity Distribution, 3-6 de Junio de 2019, Madrid, España.

# APLICACIÓN DE IMÁGENES SATELITALES PARA EL CONTROL DE LA MASA FORESTAL

**Pablo Carreño Montes**, Gerente Utilities, CIC Consulting Informático
**Tomás Sañudo Grande**, Jefe de proyectos GIS, CIC Consulting Informático

**Resumen**: Las distribuidoras eléctricas se enfrentan al reto de evitar la provocación de incendios debido al contacto de las líneas con la masa forestal. La administración exige la supervisión periódica de los tendidos eléctricos de media y alta tensión. Estas tareas de control se realizan sobrevolando las líneas con helicópteros, lo que implica un elevado coste. La mejora en la resolución de los satélites nos ha permitido incorporar esta fuente de información al proceso, permitiendo reducir la inversión necesaria, detectando qué porciones de la red se encuentran en zona de riesgo, limitando los vuelos Lídar a estas seccione, y calculando el porcentaje de variación de la densidad de vegetación tras la ejecución de los trabajos, para analizar si se han realizado correctamente.

**Pablabras clave:** Satélite, Lídar, forestal, Mantenimiento, red, eléctrica, tala, poda

## INTRODUCCIÓN

Cualquier distribuidora de electricidad de tamaño medio tienen una red de líneas de media y alta tensión que atraviesa zonas rurales. Los tendidos eléctricos, si se acercan demasiado a árboles o matorrales pueden provocar un incendio forestal. Las administraciones centrales y autonómicas regulan las condiciones técnicas y garantías de seguridad de estas líneas, obligando a una supervisión trianual de toda la red, y al mantenimiento de calles de seguridad alrededor de ellas libres de árboles o ramas que puedan provocar un incidente. Esta obligación provoca que el principal gasto en mantenimiento de las redes de distribución lo constituyan las tareas de gestión de la masa forestal, puesto que es imperativo demostrar la supervisión de los miles de km de red cada tres años, y la correcta ejecución de los trabajos de despeje de las calles de seguridad por donde circulan los vanos.

Ante esta necesidad CIC Consulting Informático desarrolló un sistema informático que partiendo del inventario de activos y de la captura de información Lídar a través de los vuelos con helicóptero, era capaz de planificar los trabajos de mantenimiento de tala y poda, así como gestionar la ejecución de estos trabajos y sus costes derivados.

Recientemente, con la mejora de la tecnología de captura de imágenes por satélite, hemos podido incorporar esta fuente de información para la reducción de costes del proceso, ya que estas imágenes precisan de una inversión mínima respecto a la contratación de un plan de vuelo, y nos permiten descartar aquellos tramos de red que discurren por zonas no arboladas, pudiendo aportar la prueba fehaciente de esta circunstancia.

## DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

### Proceso

El Proceso global de gestión de la tala y poda en una eléctrica comprende una serie de actividades secuenciales que dan como resultado un plan de mantenimiento con las garantías suficientes para cumplir con los requerimientos del regulador.

*Figura 1. Proceso de generación del plan de tala y poda*

El proceso consta de las siguientes actividades:

***Ingesta de datos***

La primera actividad es la captura de información del estado de la red. Para ello se establecen unas tareas previas de determinación del área objetivo de actuación. Aquí, mediante el apoyo de las imágenes de satélite, se pueden aplicar criterios efectivos que acoten el área de actuación necesaria. Una vez elegidas las líneas sobre las que generar los trabajos se procede a la planificación de los vuelos Lídar.

Mediante los vuelos Lídar se sobrevuelan las líneas objeto de supervisión, esta información se procesa mediante análisis ráster para obtener los activos (postes, vanos, etc), el trazado de las líneas, información del terreno (pendientes, ríos, caminos, etc), y los datos de las distintas masas forestales colindantes. A la vegetación se le calcula la información relevante como especie, distancia respecto al vano, altura, etc. Con estos datos, una vez depurados, se realiza una correlación con el inventario de activos de la compañía, o base de datos técnica, y se calculan datos importantes para el proceso como el año posible de afectación, si presenta incumplimiento del reglamento, etc.

Tras la ejecución de este proceso automático se publica toda la información generada en un servicio de mapa, o sistema GIS a disposición de los gestores del plan de tala y poda.

***Modelado de los criterios de cálculo***

Para generar el plan de mantenimiento de control forestal es preciso determinar qué variables o mecanismos van a estar implicados en el cálculo de los trabajos a generar. Existen varias opciones para configurar el motor de cálculo del sistema, muchas de ellas son propias de la implementación que se elija, otras, en cambio, se pueden decidir en tiempo de operación. Revisemos las variables principales:

- Organización de los trabajos.
  - Una vez se disponga de la información depurada en el GIS, se puede proceder a la selección del escenario sobre el que generear el plan de mantenimiento. Esto puede hacerse mediante selección gráfica sobre el mapa GIS, por elección de línea del inventario de activos, o por criterios de gestión como unidad organizativa, etc.
  - También se puede decidir, según implementación, la granularidad con la que se desea generar las actuaciones en campo. Por ejemplo, generando un trabajo por cada vano de la línea, por cada fragmento de vegetación, o el más detallado, por cada tesela (parcela cuadrada de NxN metros) de la calle por donde discurre la línea.
  - Workflow. El sistema permite la posibilidad de generar trabajos de inspección previa en campo, para aquellas zonas en los que la imagen de satélite, o del vuelo lídar, no sean lo suficientemente determinantes para decidir si es necesario actuar en campo.
  - Dentro de las posibilidades del sistemas, Podemos elegir varias opciones de integración, por ejemplo, las más comunes son:

  - Integración con gestor económico, por ejemplo, SAP FIN.
  - Integración con ERP, como SAP PM.
  - Integración con un despachador de trabajos para programar las actuaciones según los Recursos disponibles.
- Criterios funcionales. Además de los trabajos propios de desbroce, tala y poda, el Sistema se puede enriquecer con la generación de otros tipos de trabajos adicionales, como pueden ser inspecciones reglamentarias, adecuación de defectos, gestion de permisos de acceso, etc.
- En cuanto al motor del algoritmo, existen varias posibilidades de configuración de su base de cálculo, ya sea basándose en una matriz de riesgos, o exclusivamente en la periodicidad de crecimiento de cada especie de vegetación. La matriz de riesgos viene determinada por la conjugación de distintos factores como pueden ser:
  - Riesgos de infraestructura. Se aplica un coeficiente según la criticidad de cada línea de distribución.
  - Riesgo de incendio. Coeficiente por cada línea según el nivel de riesgo (Alto, medio o bajo).
  - Riesgo forestal. Para cada especie de vegetación detectado, se aplica un coeficiente en función del riesgo de caída, el riesgo de incendio, el coeficiente de estabilidad, la distancia al conductor, el tipo de especie, la altura, etc.
- Criterios de proximidad. Otro factor importante a la hora de calcular la conveniencia de actuación es el criterio de proximidad del activo a la vegetación, existiendo varias posibilidades, como son:
  - Distancia de la base de la vegetación.
  - Distancia de la copa.
  - Distancia minima.

***Generación del plan de tala y poda***

Tras la configuración del plan de mantenimiento, y según la personalización elegida en la implantación, se obtiene el Plan de mantenimiento de desbroce, tala y poda, el cual constaría de:

- Trabajos de inspección previa.
- Riesgo cubierto respecto al total.
- Coste del plan con desglose a nivel de trabajo. Relación 1:1 trabajo con unidad constructiva.
- Órdenes de trabajo. Una orden de trabajo por cada línea afectada por el plan.
- Listado de vanos. Por cada orden de trabajo, el conjunto de vanos donde hay que actuar.
- Listado de fragmentos o teselas donde hay que realizar algún trabajo.
- Trabajos de tala y poda a dispositivos de movilidad.

***Programación, ejecución y cierre de los trabajos***

Una vez cerrado el plan de mantenimiento generado por el sistema, se pueden enviar a campo los trabajos de tala y poda para que sean ejecutados por la contrata o personal interno. Para ello, se dispone de una aplicación de movilidad, capaz de funcionar off-line en Tablets o dispositivos móviles, donde se registra el detalle de cada trabajo, como ubicación, unidades constructivas, fecha prevista, etc. y se presenta un formulario donde le operario registra los trabajos ejecutados, fotos del antes y después de la actuación, o las incidencias que se ha encontrado para no realizarlo.

Conforme se vayan ejecutando los trabajos en campo, se van actualizando el progreso del plan de mantenimiento en la aplicación web, y se van guardando las evidencias de ejecución de cada trabajo.

Gracias a la incorporación de las imágenes de satélite al proceso, se permite el seguimiento de la ejecución de los trabajos a partir del análisis de la diferencia del índice de vegetación sobre las áreas de actuación entre dos fechas concretas. Como resultado se obtiene el porcentaje de cambio de la vegetación, que será de considerable decremento en caso de que se haya realizado una ejecución efectiva de los trabajos de desbroce, tala y poda, o de ligero incremento si no se ha actuado en el área de estudio.

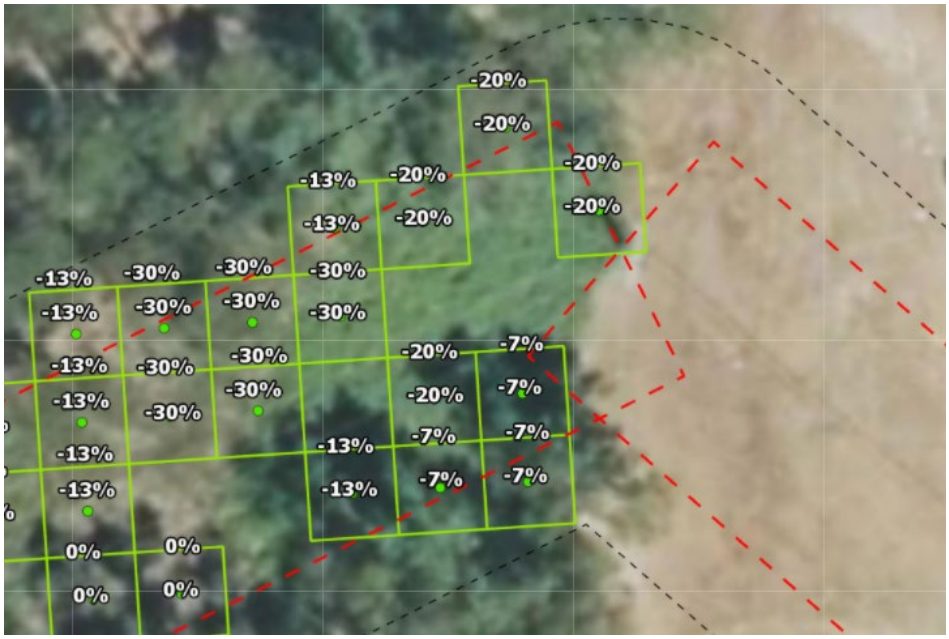



*Figura 2. Imagen representativas de los cambios en la densidad de la vegetación*

## Tecnología

Actualmente, la información que se está utilizando para este proceso es la que nos proporciona la flota de satélites Sentinel 2. Cada cinco días se dispone de fotos actualizadas sobre las áreas concretas de estudio con una resolución de 1 pixel por cada 10 metros, con una calidad que depende de la nubosidad y otros factores climáticos. Sentinel 2 suministra las imágenes históricas desde el 2015 hasta la actualidad, lo que nos permite, además, realizar análisis de periodicidad de crecimiento fiables, muy útiles para la configuración del motor de cálculo del planificador.

Existen otras alternativas de mayor resolución, pero presentan una menor área de barrido y por tanto menor frecuencia de vuelo, lo cual en zonas típicamente nubladas como la cordillera Cantábrica hace que sea más interesante una mayor frecuencia a mejor resolución.

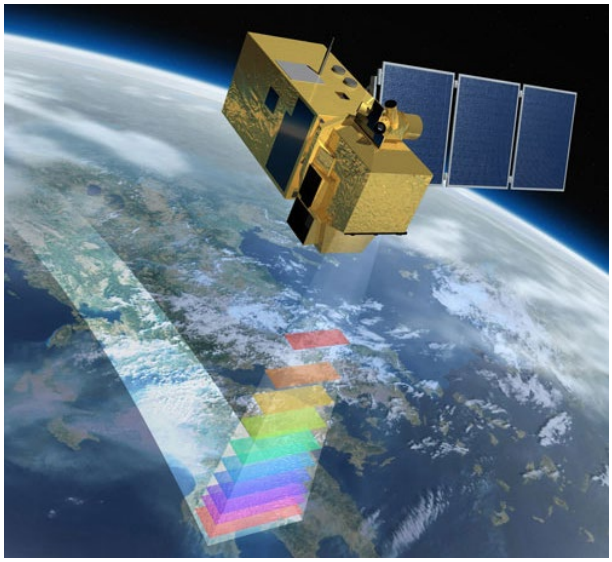


*Figura 3. Satélite Sentinel*

# CONCLUSIONES

Tras la incorporación de las imágenes de satélite al proceso de generación asistida de planes de mantenimiento de tala y poda, se consigue los siguientes beneficios:

- Reducción de costes debido al acotamiento del área de vuelo.
- Mejora en la capacidad de auditoría de los trabajos, ya sea para el control de las contratas, como para la justificación ante el Regulador.
- Identificación de áreas críticas donde la vegetación crece sustancialmente debido a factores metereológicos o actuaciones humanas como pueden ser siembras, reforestaciónes, etc…
- En base a los datos reales de altura de la vegetación o matorral y el porcentaje de cambio real, según el índice de esta, disponer de una visión actualizada de la vegetación en cada momento.
- Análisis y obtención de zonas que previamente requerían actuaciones pero que por otras cuestiones ya no son necesarias, en referencia a incendios o zonas deforestadas por lo propietarios de terrenos, con el consiguiente ahorro de recursos que inicialmente se contemplaban.
- El poder disponer del índice de vegetación en periodos de tiempo tan breves, nos permite priorizar los trabajos de Tala y Poda donde son más necesarios, con el fin de optimizar los costes de este mantenimiento.

# BLOCKCHAIN PARA DEFINICIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA SIN INTERMEDIARIOS: TRANSPARENCIA, SEGURIDAD E IRREVERSIBILIDAD EN OPERACIONES ENTRE PARES

**Jesús Rodríguez-Molina**, Profesor Ayudante Doctor, Universidad Politécnica de Madrid

**Resumen:** Se propone la utilización de un sistema basado en blockchain para la transferencia de electricidad por medio de contratos inteligentes que son ejecutados sobre una cadena de bloques entre dos partes de cualquier tipo de tamaño en la que no es necesario un bróker o ningún otro intermediario, al tener los participantes del sistema toda la información del coste de las anteriores transacciones. De esta forma se puede contar con un registro de intercambios complemente reproducible, irreversible y escalable. El sistema propuesto abre además una vía para comerciar con energía mediante la tokenización de las instalaciones basadas en energías renovables en caso de que no sea posible poseer dichas instalaciones de forma local.

**Palabras clave:** Blockchain, contrato inteligente, tokenización

## ANTECEDENTES

La red eléctrica ha experimentado cambios significativos durante los últimos treinta años en términos de liberalización, fuentes de energía y facturación. El auge de nuevos servicios como el flujo óptimo de energía u *Optimal Power Flow* (Lin et.al, 2017), respuesta a la demanda o *Demand Response* (Yang et. Al, 2018) y la gestión del lado de la demanda o *Demand Side Management* (Corbett et. Al, 2018) junto con las tecnologías para la generación y almacenamiento de energía (específicamente, Recursos Energéticos Distribuidos) hacen posible contar con más y más barata energía, si bien a costa de obtener esa energía adicional bajo circunstancias variables e inciertas. La red eléctrica podría convertirse así en una Red Eléctrica Inteligente de pleno derecho, la cual podría ser utilizada como herramienta para posibilitar el acceso generalizado a la energía de forma descentralizada y bidireccional que incluya a los pequeños productores. De hecho, haría posible para los usuarios finales no sólo obtener energía de una manera más barata y respetuosa con el medio ambiente, sino también intercambiar su energía entre los miembros de una comunidad en la que todos puedan participar con sus propios recursos. Por tanto, los usuarios finales pueden convertirse en *prosumers*, capaces de producir, almacenar y consumir electricidad (Graber et. Al, 2017, Nazari et. al, 2014) y, si es necesario, añadir energía a la red o utilizarla bajo un modelo *peer-to-peer* (Paudel et. al, 2019).

Sin embargo, las mejoras que han tenido lugar hasta ahora no implican un auténtico cambio de paradigma en la estructura general de producción y distribución de energía. En general, la electricidad se sigue transmitiendo, en su mayor parte de forma unidireccional desde las instalaciones donde se produce hasta los hogares, fábricas y edificios donde se consume. La generación de electricidad bajo este paradigma también se caracteriza por ser muy centralizada, ya que se basa en un conjunto relativamente pequeño de empresas que se ocupan de la generación y distribución, y una gran cantidad de usuarios finales comparativamente pequeños que consumen la energía producida. Esto deja a los usuarios finales fuera del proceso de toma de decisiones sobre cómo mejorar sus hábitos de almacenamiento y consumo de energía. Además, la infraestructura utilizada para transmitir electricidad (generalmente proporcionada por la red de distribución comandada por los Operadores del Sistema de Distribución (DSO) y por uno o varios Operadores de Sistemas de Transmisión (TSO) si la transmisión se va a realizar a través de un área grande que incluso abarcara diferentes países), no está preparada para el comercio de electricidad entre pares con la capacidad de establecer reglas entre ellos al estilo de contratos tradicionales. Esto se debe a que las conexiones basadas en datos requieren que cualquier información sobre intercambios de energía que tengan lugar entre las partes involucradas se conozca con bastante anticipación y en un patrón predecible, en caso de que la red tenga dificultades para transferir la energía o el precio tenga que ser ajustado para reflejar el equilibrio entre oferta y demanda. Por tanto, desde el punto de vista técnico, hay dos grandes retos a resolver:

**1. Integración de *prosumers* en la red eléctrica.** Tener un conjunto de recursos energéticos distribuidos integrados en el sistema eléctrico es un añadido deseable a la red eléctrica debido a los beneficios que puede ofrecer: a) la energía proporcionada se puede utilizar para alimentar un número adicional de cargas, lo que ayuda a incluir dispositivos y maquinaria empleable para mejoras en actividades económicas. Además, esta integración b) haría responsables a los prosumers de la parte de la electricidad utilizada por las cargas, lo que permitiría que otras partes involucradas en el sistema ahorren sus propios recursos y evitaría tener que utilizar una autoridad centralizada. Otro beneficio añadido es que c) la energía se puede almacenar y vender cuando sea más adecuado para los pequeños productores.

Finalmente, d) los Recursos Energéticos Distribuidos instalados en las ubicaciones de los prosumers hacen comúnmente uso de energías renovables, ya que tienden a basarse en infraestructura solar y eólica, en lugar de carbón o petróleo como combustible, lo que contribuye de manera significativa a contener el cambio climático y la reducir la liberación de dióxido de carbono a la atmósfera.

**2. Integración de flujos de datos a través de infraestructuras de gran escala.** Otro problema importante al que se enfrenta la red eléctrica es cómo hacer posible la transferencia de información sobre transacciones de energía entre redes siempre que estas transacciones se acuerden más allá de las fronteras nacionales de un país. Como menciona la Comisión Europea (web: https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union) respecto a una posible unión energética en la Unión Europea, "*La estrategia de la unión de la energía […] se centra en impulsar la seguridad energética, crear un mercado energético interno completamente integrado, mejorar la eficiencia energética, descarbonizar la economía, sobre todo mediante el uso de más energías renovables, y apoyar la investigación, innovación y competitividad*". Además, la Comisión Europea también describe (web: https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/building-energy-union) que la construcción de una unión energética es un aspecto clave para la propia UE, citando "*un mercado energético interior totalmente integrado, que permita el libre flujo de energía a través de la UE a través de una infraestructura adecuada y sin barreras técnicas o reglamentarias*". El principal desafío en este caso es construir una metodología de comunicación de datos que posibilite la coordinación en este sistema.

Afortunadamente, existen herramientas relacionadas con los sistemas distribuidos y ciberfíscios que pueden ser utilizadas para conseguir los objetivos de integración e prosumers y los flujos de datos a gran escala. Por un lado, la utilización de *blockchain* supone una manera de incluir datos de transacciones en un sistema estilo peer-to-peer sin una autoridad superior centralizada. Los principios tecnológicos utilizados por blockchain son soluciones basadas en criptografía: una cadena de verificaciones y firmas digitales que une bloques con cada transacción de datos que se realiza dentro de un sistema distribuido. Estos procedimientos permiten almacenar de forma extremadamente segura datos sobre las transacciones energéticas, ya que la blockchain utilizada en el proyecto brindará seguridad y redundancia. También se utilizará para realizar cualquier tipo de evaluación del sistema, ya que es posible realizar una auditoría transparente de las transferencias de energía realizadas en la red eléctrica. La existencia de blockchain hace posible una mayor integración de las partes involucradas en la red eléctrica, ya que aquellos nodos dentro de la red comparten la información sobre qué transacciones han tenido lugar antes y qué entidades han producido o consumido cantidades específicas de recursos. Por otra parte, la utilización de blockchain también hace posible la elaboración y publicación de contratos inteligentes. Un contrato inteligente permite validar transacciones utilizando los mismos parámetros que se usarían en un contrato convencional, pero con los detalles formando parte del código a ejecutar, de tal forma que se elimina cualquier tipo de ambigüedad. Las reglas más adecuadas para el uso de la electricidad se integrarán como parte del sistema implementado, y los usuarios finales o los prosumers no tendrán que considerar ningún proceso de configuración, ya que estará incluido en los contratos. También pueden estar presentes otros parámetros que muestran el grado de tolerancia que los prosumers están dispuestos a aceptar para hacer frente a imprevistos (por ejemplo, carga inesperada o uso de electrodomésticos) que pueden requerir el uso de energía de forma inesperada y hagan necesario la ejecución de sanciones.

# DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

La solución que se plantea en este caso es la de utilizar un sistema distribuido basado en contratos inteligentes que son ejecutados por encima de una blockchain de la que participan todos los nodos del sistema. Por "sistema" debe entenderse el sistema distribuido formado por todos los prosumers que están conectados a la red eléctrica y que están dispuestos a implicarse en operaciones de compraventa de electricidad en base a la que son capaces de producir mediante el uso de sus propias fuentes de energía. Tradicionalmente, dichas fuentes de energía se han planteado como instalaciones de reducido tamaño cuya localización estaba cerca de donde se encuentra el prosumer (por ejemplo, paneles fotovoltaicos en una casa). Por desgracia, a menudo sucede que las personas interesadas en participar en la compraventa de electricidad no tienen la capacidad de hacerlo porque el lugar en el que residen o el negocio que poseen no es el más adecuado para tener instalaciones propias de fuentes de energía renovables. Sin embargo, es posible resolver este problema mediante la *tokenización de instalaciones para producir energía renovable* (Belmoubarik et. al, 2012). Lo que se plantea con esta solución es que los usuarios finales sean capaces de tener la propiedad de las instalaciones que produzcan energías renovables divididas de acuerdo con el esfuerzo presupuestario que haga cada uno de ellos. Cada cantidad de tokens que un prosumer posea indicará un porcentaje de la instalación correspondiente que se encuentra en su posesión, de tal manera que los beneficios que se produzcan derivados de su

explotación serán asignados de manera proporcional a los usuarios finales (que una vez que poseen una parte de las instalaciones para producir energías renovables se habrán convertido en prosumers) cuyas aportaciones de capital sean mayores. De esta forma, un prosumer puede disponer de instalaciones para inyectar a la red electricidad de origen renovable, aunque no se encuentren físicamente en el mismo lugar en el que dicho prosumer reside (de hecho, se podrían encontrar en cualquier parte del mundo, siempre y cuando se establezca con claridad dentro del sistema que posee una parte de la propiedad de las mismas). Se debe resaltar que, en este contexto, un token es una unidad abstracta que indica una cantidad porcentual de la propiedad de un bien; no hay nada que impide que esos tokens sean la divisa en la que cada país opera (euros, libras, coronas, dólares).

La proporción en la que un determinado prosumer es dueño de una parte de los recursos utilizados para producir energías renovables puede determinar otras características del sistema, tales como qué nodos van a realizar la validación de cada una de las transacciones. Por ello, a la hora de validar las transacciones que suceden en la red montada en el sistema se utilizaría un algoritmo basado en *Proof-of-Stake* (prueba de participación). En un algoritmo de este tipo, la validación de los bloques que contienen transacciones es realizada por aquellos nodos que han puesto una cierta cantidad de tokens en depósito dentro de un contrato inteligente desplegado en la red, la cual es inferior a los beneficios que se obtendrán por validar dicho bloque. Cuando un bloque (con sus consiguientes transacciones) es validado, el validador que ha acuñado el nuevo bloque recibirá como recompensa los costes asociados a las transacciones. De intentar hacer una validación fraudulenta, el validador sería detectado por la red, su depósito de tokens reducido o eliminado y perdería el derecho a ser un validador en el futuro. Así, el algoritmo *Proof-of-Stake* es de gran utilidad para este sistema porque es consistente con la idea de que el prosumer que tenga más tokens (de manera efectiva, unidades de propiedad del sistema o divisas) sea el que más se beneficios reciba de las operaciones de compraventa de electricidad. La información que puede ser introducida en los contratos inteligentes es muy variada e implica no sólo precios y cantidades de energía, sino características que pueden estar asociadas al origen de la electricidad, tales como a) su origen renovable, b) el tipo de tecnología que ha sido utilizada para obtenerla o c) los costes asociados a su obtención y transporte.

Finalmente, se debe tener en cuenta que un sistema basado en el intercambio de electricidad entre pares que utilice blockchain para la información relacionada con las transacciones puede ser fácilmente escalado a un ámbito que vaya más allá del puramente nacional. Una cadena de bloques únicamente necesita como infraestructura una red de comunicaciones basada en el protocolo de Internet a fin de transmitir los datos necesarios por todo el sistema distribuido que es desplegado. En consecuencia, es posible que redes de pares puedan intercambiar electricidad por toda Europa o incluso en áreas mayores, siempre y cuando el marco regulatorio lo permita. Un caso de uso del sistema en todas sus capacidades (representado en la Figura 1) se puede describir de la siguiente manera:

1a. Cada uno de los prosumers del lado de la oferta que desee participar en el comercio de electricidad generará un contrato inteligente que contiene los detalles y parámetros sobre el comercio que el prosumer está dispuesto a realizar. Este contrato inteligente también incluirá a) información sobre el grado de demanda y oferta de energía que el prosumer puede aceptar y b) información sobre sus propias características y necesidades de demanda potencial, en caso de que se produzca una operación futura en la que la oferta se convierta en la demanda. Se incluirán los diferentes niveles de potencia, precios y horarios del día, o incluso quién recibirá la energía transferida en el sistema. Puede suceder que para ejecutar el contrato se necesite una cantidad extra de energía, o que se produzca un exceso de electricidad; ese tipo de desequilibrio se resolverá a nivel de TSO.

1b. Alternativamente, los prosumers pueden poseer fuentes de energía renovable que se encuentran lejos de donde viven, o también podría suceder que poseen *tokens* pertenecientes a dichas instalaciones (por ejemplo, parte de la producción de energía en una granja solar ubicada en una zona desierta donde no existen viviendas), mientras que al mismo tiempo quieren participar en el comercio de energía para obtener ganancias. En este caso, también es posible su participación en los intercambios, siempre que suscriban contratos inteligentes con las entidades intermedias que se extenderán desde la ubicación de las fuentes de energía renovables del prosumer hasta el agregador presente en el sistema, que enviará los datos al DSO o al TSO, dependiendo del tamaño de los recursos disponibles o la cantidad de energía que se planea comercializar. Esto es posible debido a que el extremo de la demanda recibirá la electricidad comercializada de la misma manera, independientemente de que tenga un origen local o remoto.

2. Los contratos inteligentes redactados por los prosumers serán transferidos al agregador ubicado en el lado de la oferta, que recopila todos los datos de cada uno de ellos y redacta un nuevo contrato inteligente que contiene toda la información. Etapa se ha contemplado como parte del caso de uso que está siendo descrito podría suprimirse en caso de que no existiera un agregador; si bien su presencia hace más cómodo para los usuarios finales el intercambio de

electricidad, el intercambio puede realizarse sin su participación siempre y cuando se hayan introducido en los contratos inteligentes las características necesarias para el envío de información directamente desde el prosumer.

3. El agregador o el prosumer enviará la información sobre la operación comercial al siguiente nivel, la cual se transferirá al Operador del Sistema de Distribución o al TSO si el conjunto de recursos es lo suficientemente grande como para evitar cualquier DSO. Se debe tener en cuenta que el número de prosumers o la ubicación de sus fuentes de energía asociadas es desconocida e irrelevante para las entidades que estarán involucradas a partir de ahora. Esto es debido a que mediante la tokenización de las fuentes de energía renovables es posible que un prosumer sea propietario de manera remota de lo necesario para comerciar con electricidad.

4. La información contenida en el contrato inteligente acerca de la transferencia de electricidad será finalmente recibida por el TSO, ya sea a través del agregador o del DSO. Dado que el sistema debería ser capaz de transferir electricidad a regiones que pertenezcan a diferentes países y, por tanto, es muy probable que dependan de diferentes TSOs, habría que habilitar la comunicación entre ellos. Para ello, una Capa de Integración de Mercados (CIM) contendrá toda la información necesaria para que los TSOs estén al tanto de las operaciones que se supone deben tener lugar. Dependerá de la CIM determinar si el contrato puede ejecutarse tal como está, o si debe ajustarse a las condiciones físicas y de mercado actuales del sistema en general.

5. Una vez que los TSOs conozcan los términos que se han establecido para hacer posible el comercio de energía, se enviará el acuse de recibo al agregador o al prosumer que envió la información por el lado de la oferta, yendo hacia atrás en todos los pasos que se tomaron cuando se envió el contrato inteligente. Hasta este punto sólo se ha producido un intercambio de información; ni la electricidad ni los fondos correspondientes han sido transferidos.

6. Tan pronto como se reciba el acuse de recibo de la operación en el agregador o en el prosumer, enviará la aceptación y los términos a los prosumers, quienes recibirán los datos de todo el proceso. Por lo tanto, la transferencia de electricidad se activará en el lado de la oferta y se enviará al lado de la demanda, o se pospondrá hasta el momento adecuado si el acuerdo incluye el envío de electricidad en otro momento específico en el futuro.

7. La información de la transferencia realizada (cantidad de electricidad, productor y consumidor, precio, momento en el que se ha realizado) será almacenada en la cadena de bloques de la que participan todos los nodos. Durante este proceso no será necesaria la intervención de ninguna entidad central en la que haya que depositar confianza para que las partes implicadas se aseguren de que la información acerca de los tratos inmediatamente anteriores es verídica. Tampoco es necesaria la utilización de ningún bróker que se ocupe de hacer de intermediario para la ejecución de las operaciones, ya que el proceso de validación de transacciones es realizado por todo el sistema distribuido.

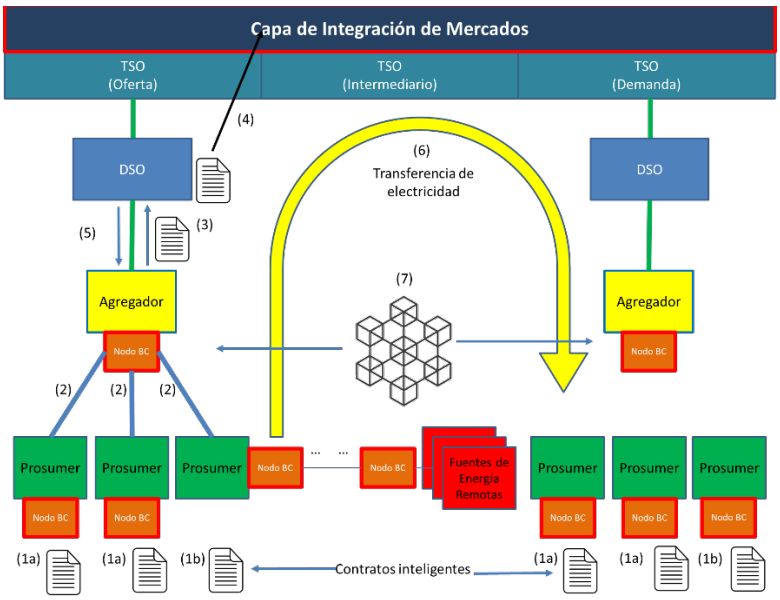



*Figura 43. Intercambio de energía entre pares con contratos inteligentes sobre blockchain*

## METODOLOGÍA Y DATOS OBTENIDOS

Para comprobar la validez del sistema se ha hecho una prueba preliminar de su funcionamiento se ha decidido realizar pruebas de su validación en un entorno simulado. En aras de ofrecer el mayor realismo posible se ha construido un sistema que esté formado por los elementos representados en la Figura 2: a) dos Raspberry Pi que se utilizan como dispositivos para el envío y recepción de datos relacionados con el precio de la electricidad, b) la Application Programming Interface (API) basada en Representational State Transfer (REST) que proporciona Red Eléctrica Española (REE) para el acceso a precios recientes de la electricidad en los mercados y c) relés conectados a las Raspberry Pi y entre ellos, los cuales proporcionan o cortan la electricidad de acuerdo con la apertura o cierre del circuito eléctrico mediante la acción sobre los relés por parte del código que se ejecuta en los dispositivos Raspberry Pi, simulando así la ejecución de un contrato inteligente.

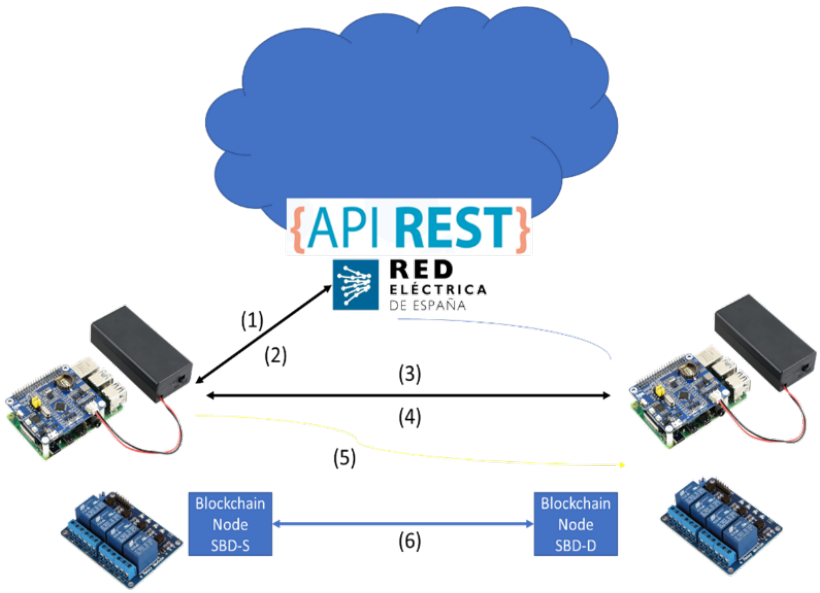



*Figura 44. Despliegue para realización de pruebas*

La secuencia utilizada en la simulación de dicho sistema sigue los siguientes pasos:

1. El dispositivo que esté dispuesto a suministrar parte o la totalidad de la energía que tiene almacenada se comunicará con la entidad Operadora del Sistema de Transporte (es decir, Red Eléctrica de España a nivel nacional) para conocer los últimos precios de la electricidad. Al mismo tiempo, otro dispositivo también publicará en un repositorio (que imita lo que ocurriría en los mercados) la demanda de energía que tiene, junto con el precio que está dispuesto a pagar por ella. Esta información será proporcionada en forma de contrato inteligente, el cual será ejecutado cuando alguna otra parte muestre su acuerdo con los términos planteados. Nótese que la localización de la Raspberry Pi que se utiliza para obtener información de los precios de REE en el lado de la oferta es irrelevante; puede utilizarse para desplegar contratos inteligentes por parte de los prosumers con independencia del lugar.
2. Considerando el precio que ha obtenido la Raspberry Pi que realizó la petición a la API de REE vía REST para obtener la información para el período de tiempo consultado, se presentará una oferta que le permita a la Raspberry Pi que controla el extremo de la oferta de electricidad batir los precios de mercado. Al mismo tiempo, la oferta debe ser tal que permita obtener una ganancia a la parte que ofrece la electricidad. Se publicará así información sobre precios y cantidades de electricidad en un contrato inteligente.
3. Cuando los precios de oferta satisfagan la demanda, se enviará un mensaje desde el extremo de la oferta hacia el de la demanda diciendo que se ha aceptado el trato. Este paso es necesario para poner en contacto cada uno de los nodos que van a participar en el intercambio, para que las operaciones se puedan actualizar en la blockchain.

4. Se crea y comparte una transacción para ser incluida en el blockchain a través de los nodos que forman parte del sistema basada en los términos de los contratos inteligentes. A los efectos de las pruebas que han sido realizadas, estos nodos son los dos dispositivos Raspberry Pi con los que se ha construido el sistema distribuido.
5. La energía se transfiere a través de la red eléctrica. Nótese que para el sistema que ha sido desplegado habrá dos tipos de redes trabajando de forma paralela: la de datos, sorbe la cual se despliega el contrato inteligente, y la eléctrica, sobre la cual se hace la transferencia de electricidad. Las Raspberry Pi y el código que funciona dentro de ellas actúan como puentes entre ambos dominios.
6. La transacción se publica a través de la red blockchain y se almacena como una actualización en los bloques que contienen las transacciones en todos los nodos que pertenecen al sistema.

## CONCLUSIONES

El sistema que se ha descrito en este manuscrito muestra cómo es posible el despliegue de dispositivos que se comunican entre ellos mediante una cadena de datos a fin de realizar intercambios de bienes y servicios. En el caso que nos ocupa, se trata de implementar y desplegar contratos inteligentes que contengan toda la información necesaria para realizar transferencias de electricidad entre productores-consumidores de pequeña capacidad (prosumers) en un ámbito tan extenso como los usuarios que cubran el despliegue de la cadena de bloques. Mediante la tokenización de la propiedad de los medios de producción, es posible repartir de la forma más equitativa posible los beneficios de la producción y el comercio de la electricidad, así como elegir cuál de los nodos implicados es el más adecuado para validar las transacciones con las que se poblará la blockchain.

Además, se ha descrito en este manuscrito que en un sistema de estas características no es necesario establecer ni intermediarios que realicen las transacciones en nombre de otros participantes del sistema (esa es una responsabilidad que pasa a ser compartida mediante la validación de transacciones y la acuñación o emisión de nuevos bloques que contendrán las transacciones validadas). Finalmente, la utilización de un algoritmo basado en *Proof-of-Stake* para la validación de las transacciones que suceden en el sistema es apropiado para este dominio de aplicación, que sigue estando basado en un sistema distribuido, y es más apropiado que *Proof-of-Work* en este ámbito, ya que el anterior permite validar transacciones y desplegar nuevos bloques de manera más rápida y menos costosa en energía, a costa de obligar a garantizar una relativa variedad en los nodos que se ocupan de validaciones y la creación de nuevos bloques. En conclusión, puede afirmarse que el sistema propuesto es capaz de transferir electricidad entre las distintas entidades participantes en la compraventa de electricidad, con independencia de su tamaño, siempre y cuando contengan un nodo de la cadena de bloques, lo cual les convierte en pares a efectos de transferencia y almacenamiento de datos.

## REFERENCIAS


- J. Lin et. Al (2017), "Optimal Power Flow With Power Flow Routers," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 1, pp. 531-543.
- H. Yang et. al (2018), "A Practical Pricing Approach to Smart Grid Demand Response Based on Load Classification," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 1, pp. 179-190.
- J. Corbett et. al (2018), "Toward a sustainable modern electricity grid: The effects of smart metering and program investments on demand-side management performance in the US electricity sector 2009-2012," IEEE Transactions on Engineering Management, vol. 65, no. 2, pp. 252-263.
- T. Graber et. al (2017), "Intelligent prosumer coupling by two galvanically isolated battery storage systems," CIRED - Open Access Proceedings Journal, vol. 2017, no. 1, pp. 1853-1857.
- M. Honarvar Nazari et. al (2014), "Distributed Frequency Control of Prosumer-Based Electric Energy Systems," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 6, pp. 2934-2942.
- A. Paudel et. al (2019), "Peer-to-Peer Energy Trading in a Prosumer-Based Community Microgrid: A Game-Theoretic Model," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 66, no. 8, pp. 6087-6097.
- https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union (26 septiembre 2020)
- https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/building-energy-union (26 septiembre 2020)
- S. Belmoubarik et. al (2012), "Dynamic assignment of renewable energy tokens in a collaborative microgrids", Next Generation Networks and Services (NGNS), Faro, pp. 189-192, doi: 10.1109/NGNS.2012.6656092.

# MODELO DE CONCIENCIACIÓN Y BUENAS PRÁCTICAS EN CIBERSEGURIDAD PARA EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

**Iñaki Angulo Redondo**, Gestor de Proyectos de Ciberseguridad, Tecnalia
**Marisa Escalante**, Ingeniero, Tecnalia
**Izaskun Santamaría**, Tecnólogo Senior Tecnalia
**Xabier Yurrebaso**, Investigador en Ciberseguridad, Tecnalia

**Resumen:** Existe una gran preocupación en el sector eléctrico por el bajo nivel de formación y concienciación de su personal en materia de ciberseguridad. La norma IEC-62443-2-1, considera que esta conciencia y formación es una herramienta fundamental para reducir los riesgos en ciberseguridad, especialmente en aquellos puestos de trabajo que gestionan los activos más críticos. Sin embargo, esto no puede realizarse de forma improvisada, ni dejarse a criterio de los propios empleados. Es necesario definir y desplegar en la organización una cultura entorno a la ciberseguridad, a través de con un conjunto de procesos y prácticas que ayuden a proporcionar a cada empleado una conciencia, formación y buenas prácticas en ciberseguridad específicas a su actividad laboral. El proyecto europeo SDN-microSENSE aborda este desafío y ha desarrollado un Modelo de Concienciación y Buenas Prácticas en Ciberseguridad. El modelo incluye un catálogo de 16 roles existentes en las empresas eléctricas, con información sobre su actividad, entorno de trabajo, activos que gestiona u opera, las posibles amenazas a las que se ven expuestos, y las competencias en ciberseguridad (conocimientos y habilidades) que deben ser adquiridas por las personas que desempeñan cada uno de esos roles. También incluye un modelo de madurez, consistente en 8 procesos y 80 prácticas que son necesarias desplegar por la empresa para para gestionar de una manera más efectiva la sensibilización, formación y buenas prácticas en ciberseguridad. Por último, una herramienta de evaluación permite valorar y conocer el nivel de madurez alcanzado por la empresa en el despliegue de estos procesos y prácticas.

**Palabras clave:** Smart Grids, Ciberseguridad, Modelo de madurez, Competencias.

## INTRODUCCION

Existe una creciente preocupación en el sector eléctrico por el bajo nivel de formación en ciberseguridad del personal de la empresa, lo que se considera un riesgo en la seguridad de la empresa y en las infraestructuras que operan. Pero la formación en ciberseguridad no puede realizarse de forma improvisada, cuando la empresa o sociedad ha sufrido algún tipo de ciberataque, ni se puede dejar a los propios empleados. Es necesario definir y desplegar en la organización un conjunto de procesos y prácticas para proporcionar a cada empleado una conciencia y formación en ciberseguridad específica para su actividad laboral.

La norma IEC-62443-2-1 considera que la concienciación y formación en seguridad de todo el personal es una herramienta esencial para la reducción de los riesgos en ciberseguridad. Considera importante que todo el personal comprenda la importancia de la seguridad para mantener un funcionamiento seguro del sistema. Todo el personal debe recibir una formación técnica adecuada asociada a las amenazas y vulnerabilidades conocidas del hardware, el software y la ingeniería social" [1]. En la misma línea se manifiesta la norma estadounidense NERC CIP, elaborada por la North American Electric Reliability Corporation, que otorga una especial relevancia a la capacitación del personal, y que en su parte CIP-004 define un conjunto de requisitos para llevar a cabo una formación en ciberseguridad de los empleados con el objetivo de minimizar aquellas acciones que pudieran conducir a un mal funcionamiento o inestabilidad en el sistema [2].

Por último, la Agencia Europea de Ciberseguridad, ENISA, en su informe "Smart Grid Threat Landscape and Good Practice Guide", identifica a los empleados como una fuente de amenazas a la Smart Grid. Por empleados, el informe incluye al personal de la empresa, contratistas, personal operativo o guardias de seguridad que tengan acceso a los recursos de la empresa y que pudieran cometer un ataque, ya sea no intencionado, como fruto de una distracción o desconocimiento, o intencionado, generado en este caso por empleados descontentos [3].

El proyecto europeo SDN-microSENSE (https://www.sdnmicrosense.eu/) tratando de abordar este desafío ha desarrollado un Modelo de Concienciación y Buenas Prácticas en Ciberseguridad para ayudar a las empresas del sector eléctrico a mejorar sus procesos de capacitación de su personal en materia de ciberseguridad. El modelo establece el conjunto de procesos y prácticas que deben desplegarse en la empresa para gestionar las necesidades en cuanto a competencias, conocimientos y buenas prácticas de su personal, y una herramienta de evaluación para medir el nivel de madurez alcanzado por la empresa en el despliegue de estos procesos y prácticas.

# EL PROYECTO

El proyecto europeo **SDN-microSENSE** (https://www.sdnmicrosense.eu/) se inició en mayo de 2019 con la intención de proporcionar un conjunto de herramientas seguras, que garanticen la privacidad y la resiliencia de la red eléctrica ante los ciberataques, asegurando así su normal funcionamiento, así como la integridad y confidencialidad de las comunicaciones. El consorcio del proyecto está formado por 31 socios de 9 países diferentes. El consocio agrupa el conocimiento y experiencia de empresas (grande y pequeñas) del sector eléctrico, centros de investigación y universidades.

# MATERIAL Y METODOS

El proceso seguido en el desarrollo de la metodología se muestra en la siguiente figura.

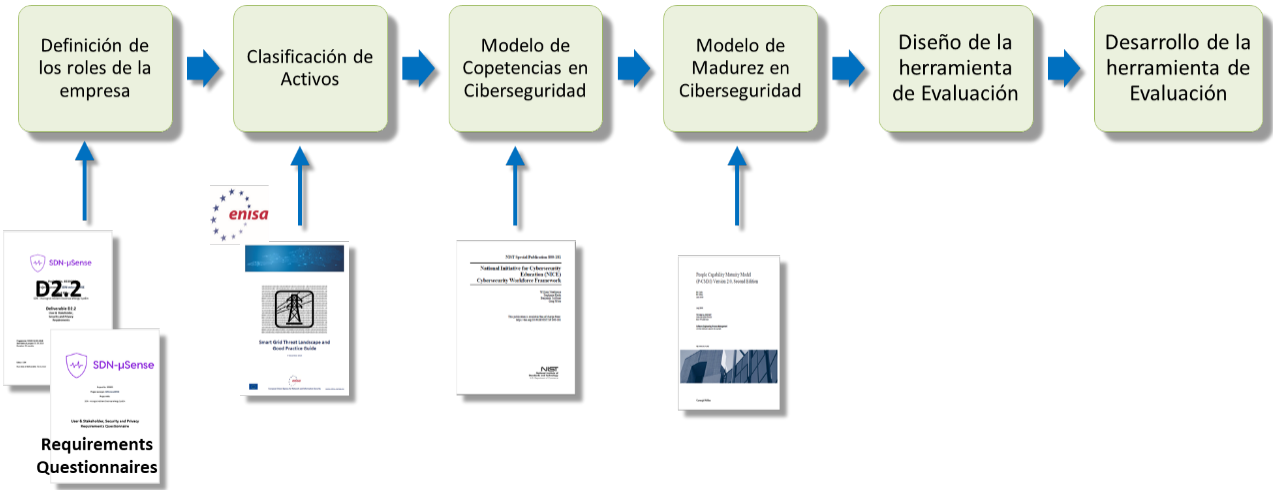



*Figura 45. Metodología seguida para la elaboración de la Herramienta de Evaluación de Capacitación y Sensibilización en Ciberseguridad SDN-microSENSE.*

***Análisis y definición de roles.***

En esta primera tarea del proceso, se ha elaborado un catálogo de los diferentes roles que existen en las empresas las empresas eléctricas. En esta definición han participado empresas de generación, transporte, distribución, fabricantes y empresas de servicios que participan en el proyecto. SDN-microSENSE.

***Clasificación de activos y amenazas***

En el contexto de la Concienciación y Buenas Prácticas en Ciberseguridad, el análisis de activos es importante para adaptar la concienciación y buenas prácticas a los roles de usuario específicos definidos en la empresa. Dependiendo del tipo de activos (información, dispositivos de hardware, componentes de la red de comunicación, infraestructuras físicas, etc.), y de las amenazas a las que se ven sometidos, se van a necesitar diferentes conocimientos, habilidades y prácticas para gestionarlos y protegerlos. Para este análisis nos hemos basado en el informe " Smart Grid Threat Landscape and Good Practice Guide " [3] que proporciona una clasificación exhaustiva de los activos existentes en la Smart Grid, y las amenazas a las que están expuestos.

***Modelo de competencias en ciberseguridad.***

El siguiente paso ha sido identificar las competencias en ciberseguridad (conocimientos y habilidades) que se requieren en cada puesto de trabajo. Para ello nos hemos basado en el informe "National Initiative for Cybersecurity Education" (NICE), elaborado por el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST) [4]. En este informe, se definen los conocimientos y habilidades en ciberseguridad para 52 roles dentro de una empresa. A partir de la lista de conocimientos y habilidades definidas por NICE, y con la ayuda de los socios de SDN-microSENSE, se ha realizado una selección de los más significativos para los roles definidos en el paso 1.

***Modelo de madurez en ciberseguridad.***

Una vez establecidos los conocimientos y habilidades necesarias para cada puesto de trabajo, el siguiente paso definir los procesos y prácticas que son necesarias desplegar en la empresa para conseguir que los empleados adquieran dichas habilidades y conocimientos. Para esta tarea se ha utilizado como referencia el Modelo de Madurez de Capacidad de Personas (P-CMM) [5], elaborado por el Instituto de Ingeniería de Software (SEI).

**Diseño y desarrollo de herramientas de evaluación.**

Finalmente, se ha diseñado y desarrollado una herramienta de evaluación que permite a la empresa, bien internamente o con ayuda externa, evaluar su nivel de madurez en cuanto a la implementación y despliegue de las buenas prácticas de ciberseguridad recogidas en el modelo desarrollado.

## RESULTADOS

La Figura 2. muestra las diferentes partes que componen el modelo de Concienciación y Buenas Prácticas en Ciberseguridad desarrollado dentro del proyecto SDN-microSENSE.

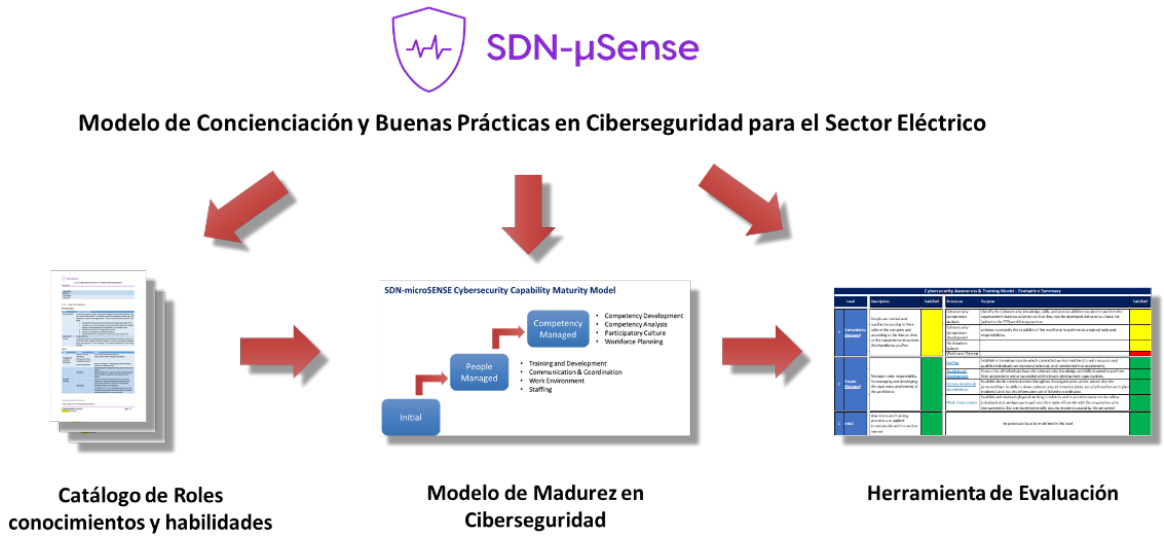



*Figura 46. Componentes del modelo de formación en ciberseguridad.*

En primer lugar, un **catálogo de roles** que contiene la descripción de **16 puestos de trabajo o roles** existentes en las empresas eléctricas como, por ejemplo, operador de planta, operador de distribución, ingeniero de subestación, administrador de comunicaciones, instalador, administrador de seguridad, etc. Para cada rol, el catálogo contiene su descripción, lugar en donde desarrolla la actividad, los activos que gestiona, opera o mantiene y las amenazas comunes asociadas a los activos. Además, incluye el **modelo de competencias en ciberseguridad**, que contiene los conocimientos y habilidades que deben ser adquiridas por el personal de la empresa para enfrentarse a posibles problemas de ciberseguridad.

Un **modelo de madurez en ciberseguridad** constituido por 3 niveles de madurez que incluyen un conjunto de procesos, buenas prácticas y recomendaciones para la gestión óptima de la ciberseguridad en empresas eléctricas. A través de la implementación y despliegue de los procesos y buenas prácticas se pretende mejorar las habilidades y competencias de los roles responsables de la gestión de activos críticos y por ende crear una cultura específica de ciberseguridad en las empresas del sector eléctrico.

Una **herramienta de evaluación** para evaluar el grado de madurez alcanzado por la empresa. Esta herramienta proporciona diferentes listas de verificación para validar si el proceso se ha implementado o no y proporciona estadísticas y gráficos que muestran el nivel de madurez de la empresa.

## Modelo de competencias en ciberseguridad

El modelo de competencias define los **conocimientos y habilidades** en ciberseguridad requeridas para desempeñar un rol específico en una empresa. El modelo desarrollado **establece 8 categorías de conocimientos y habilidades** para las que, dependiendo del rol que desempeñe una persona, se podrá requerir un conocimiento básico, medio o avanzado. Estas categorías son las siguientes: redes y protocolos de comunicaciones específicos de la Smart Grid, tecnologías TICs utilizadas (bases de datos, software, hardware, arquitecturas, sistemas, etc.), gestión y protección de la información, ciberseguridad (control de acceso, hacking, malware, gestión de riesgos, amenazas, etc.), recopilación de información, legislación y normativa, políticas de seguridad de la organización, y tendencias tecnológicas.

Estas competencias permitirán a las personas evitar errores inconscientes, reducir las amenazas externas y ser capaces de enfrentar eventos adversos (ataques e incidentes) o fallos del sistema. Por tanto, el modelo de competencias debe incluir las competencias en ciberseguridad (conocimientos y habilidades) requeridas para cada rol laboral.

## Modelo de madurez en ciberseguridad

El modelo de madurez define los procesos y prácticas necesarias para crear una cultura de ciberseguridad en la empresa de forma que se adquiera la sensibilización y el conocimiento en ciberseguridad adecuado en cada momento. El modelo incluye los siguientes componentes:

- **3 niveles de madurez** que representan la capacidad de una organización para gestionar y desarrollar los procesos de formación y generar una cultura de ciberseguridad.
- **8 procesos** que identifican los objetivos y actividades que se deben definir e implementar en la empresa para alcanzar un nivel de madurez.
- **80 prácticas** necesarias para lograr el objetivo del proceso.
- **Un conjunto de recomendaciones** y consejos que pueden ayudar a definir e implementar una práctica específica. Pueden verse también como las evidencias que verifiquen que la práctica se está llevando a cabo.

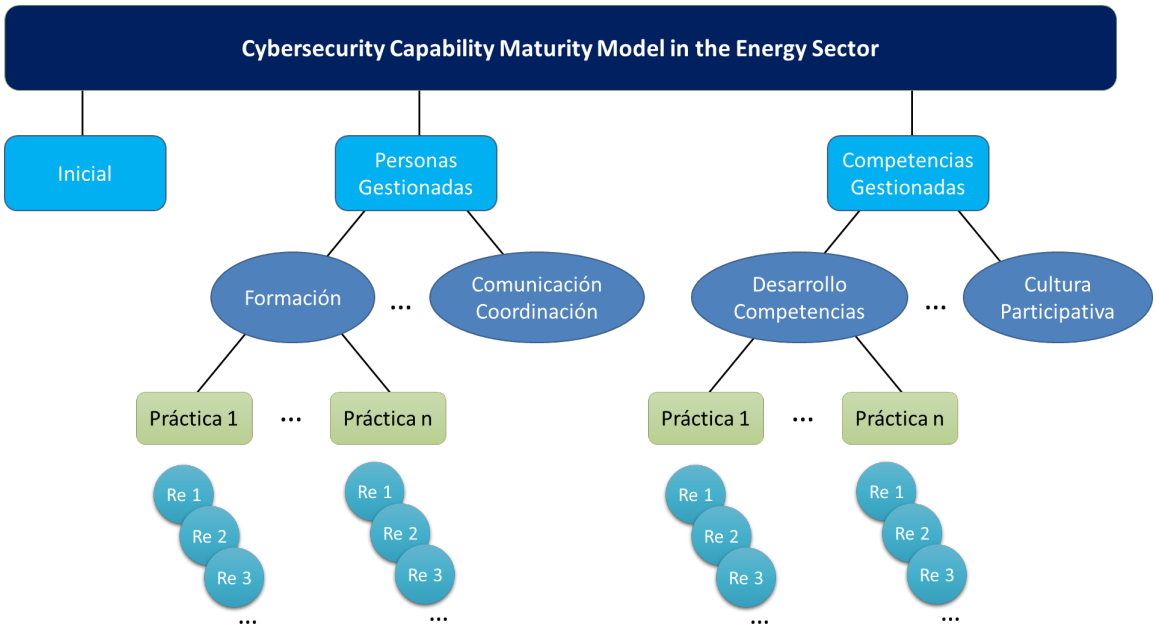



*Figura 47. Elementos del modelo de madurez en ciberseguridad.*

El modelo de madurez en ciberseguridad definido en SDN-microSENSE considera tres niveles de madurez:

- **Nivel 1, Inicial.** Los procesos pueden existir, pero no están desplegados a nivel organizacional, pudiendo ser ejecutados, pero de forma aislada y a criterio de cada persona.

- **Nivel 2, Personas Gestionadas.** En este nivel se definen y despliegan los procesos orientados a la gestión de las personas: formación, comunicación, contratación etc. En este nivel de madurez se promueve la concienciación sobre ciberseguridad, se establecen mecanismos para informar y compartir riesgos e incidencias y se implementan las condiciones laborales básicas en ciberseguridad.
- **Nivel 3, Competencias Gestionadas.** En este nivel se definen y despliegan los procesos orientados a la gestión de competencias en ciberseguridad. En este nivel de madurez las prácticas se adaptan a cada rol de usuario, existe una cultura participativa, y se adoptan medidas específicas basadas en un proceso de evaluación de riesgos.

En la Figura 4, se pueden ver los procesos asociados a cada nivel.

*Figura 48. Niveles y procesos del modelo de madurez de ciberseguridad SDN-microSENSE.*

## Proceso de Evaluación

El proceso de evaluación permite medir el nivel de madurez alcanzado en una empresa en el despliegue de los procesos de capacitación definidos en el modelo de madurez de ciberseguridad. Para ello se ha desarrollado una herramienta EXCEL que permite introducir, para cada proceso, qué prácticas han sido ya desplegadas, obtener el grado de despliegue de cada proceso (ver Figura 5) y obtener el nivel de madurez alcanzado (ver Figura 6).

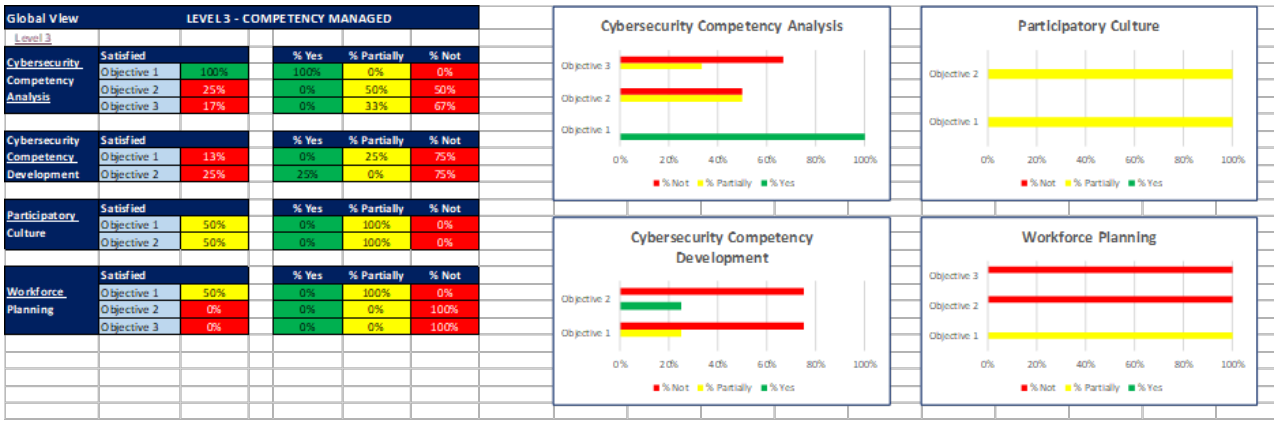



*Figura 49. Grado de despliegue de cada proceso.*

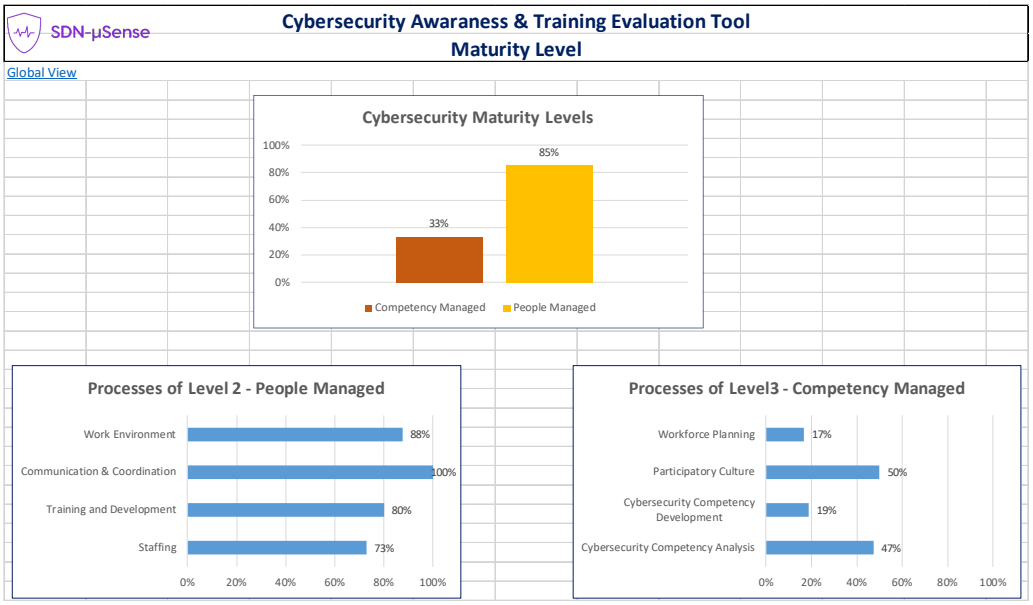



*Figura 50. Nivel de madurez alcanzado.*

## CONCLUSIONES

Es de suma importancia para una empresa del sector eléctrico primero, identificar las necesidades en ciberseguridad de su personal, y segundo, establecer los mecanismos que permitan adquirir el nivel de conocimientos y habilidades necesarios. Este es un aspecto clave para evitar los riesgos que se producen por descuidos o errores no intencionados de los empleados, así como para detectar intentos de ataque intencionados producidos por agentes externos.

El modelo de concienciación y buenas prácticas desarrollado en el proyecto SDN-microSENSE [7] define los conocimientos y habilidades necesarias en 16 puestos de trabajo diferentes y establece los procesos y prácticas empresariales necesarias para su adquisición. El modelo está basado en el modelo People CMM (People Capacity Maturity Model) elaborado por el SEI, y en el NICE (National Initiative for Cybersecurity Education) elaborado por el NIST.

## AGRADECIMIENTOS

El proyecto SDN-microSENSE ha recibido financiación del programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención N.º 833955. La información contenida en este artículo refleja únicamente la opinión de los autores. La Comisión Europea no se hace responsable del uso que pueda hacerse de esta información.

## REFERENCIAS

[1] IEC, IEC 62443-2-1. “Industrial communication networks – Network and system security – Part 2-1: Establishing an industrial automation and control system security program.,” 2010.
[2] NERC, “CIP-004-6 — Cyber Security – Personnel & Training.” 2014.
[3] ENISA, “Smart Grid Threat Landscape and Good Practice Guide.,” 2014.
[4] NIST, “National Initiative for Cybersecurity Education (NICE) Cybersecurity Workforce Framework. NIST Special Publication 800-181.,” 2017.
[5] SEI, “People Capability Maturity Model (P-CMM) Version 2.0, Second Edition. Technical Report. Software Engineering Process Management,” 2009.
[6] SDN-microSENSE, “D2.2. User & Stakeholder, Security and Privacy Requirements,” Feb 2020.
[7] SDN-microSENSE, “D3.4. Energy-related Personnel & Processes Readiness Evaluation,” Junio 2020.

# RETOS EN MATERIA DE CIBERSEGURIDAD EN SMART GRIDS

**Mónica Alonso, Hortensia Amarís, Sergio Pastrana, Jaime Turanzas y Lucía Gálvez**, Universidad Carlos III de Madrid
**Angel T. Ledo**, Centro Universitario de la Guardia Civil

**Resumen:** En el proceso de digitalización de las redes eléctricas hacia las smart grids, el aumento de comunicación entre los dispositivos que la componen extiende los retos a los que se enfrentan los operadores de las redes eléctricas hasta el campo de la ciberseguridad. En el presente trabajo se muestran los principales retos en materia de ciberseguridad de las smart grids en tres ámbitos: (i) los sistemas de protección de las smart grids, atendiendo al impacto social derivado de la pérdida de una línea y el desabastecimiento de cargas, así como la posibilidad de provocar un colapso de tensión; (ii) los protocolos de comunicación entre dispositivos, dada la necesidad de salvaguardar la confidencialidad, veracidad y disponibilidad de la información intercambiada; y (iii) el marco legal, siendo necesario el desarrollo normativo ligado a las infraestructuras críticas.

**Palabras clave:** smart grids, ciberseguridad, intelligent electronics devices (IEDs), protocolos de comunicación, infraestructuras críticas.

## INTRODUCCIÓN

Es extraña aquella actividad que provea cualquier servicio en la que no esté involucrada la presencia de la energía eléctrica o las tecnologías de la información y la comunicación (TIC). Estos dos sectores se ven claramente interrelacionados en el desarrollo de las Smart grids (figura 1), que suponen la confluencia de estos dos dominios tradicionalmente separados y distintos.

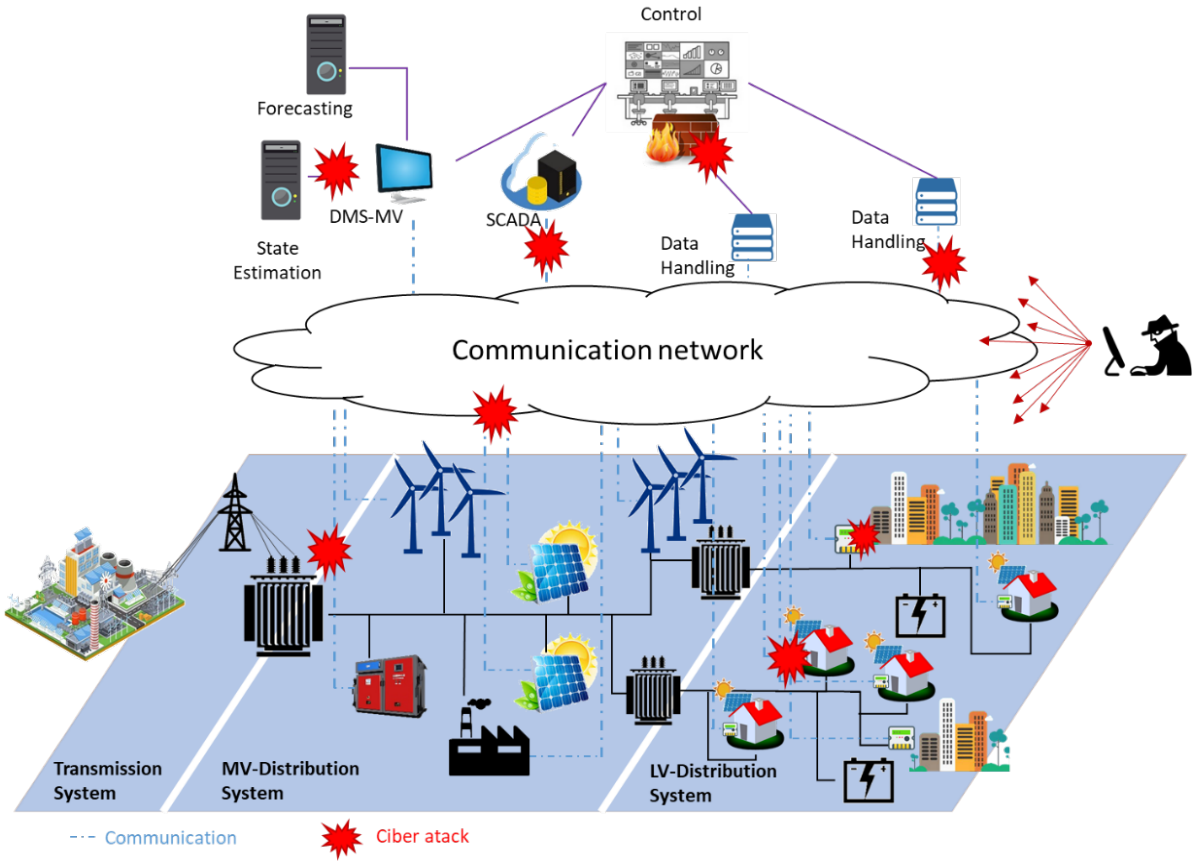



*Figura 1. Conexión ciber-física en los sistemas eléctricos*

Tanto el sector energético como el de las TIC son de vital importancia, porque la sociedad actual para su sostenimiento, bienestar y desarrollo precisa cubrir una serie de necesidades básicas como la alimentación, la salud, la educación o la justicia junto a otras más elaboradas y evolucionadas. Estas necesidades son cubiertas por unos servicios esenciales, considerados así porque una perturbación grave, el fallo o la caída en su prestación implicará un grave perjuicio a los ciudadanos. Las infraestructuras que dan soporte a estos servicios son amplias y complejas, en muchas ocasiones con dependencias entre sí, y la caída de una puede provocar un gran impacto en otras e incluso una caída en cascada bien en las mismas o en la degradación de los servicios que prestan.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, los Estados tienen la responsabilidad de proteger las infraestructuras que proveen de los servicios esenciales a sus ciudadanos, conocidas como Infraestructuras Críticas (IC).

La integración de la nueva infraestructura cibernética con la infraestructura eléctrica tradicional abre un nuevo abanico de posibilidades, pero a la vez aparecen una serie de problemáticas en materia de seguridad. Los ciberataques en las smart grids tienen consecuencias que abarcan desde grandes pérdidas económicas hasta el propio bienestar social e integridad física de los habitantes de un país. Además, es importante destacar que, en las nuevas redes eléctricas inteligentes, el robo de la información intercambiada entre los diferentes dispositivos puede dar lugar a problemas de seguridad para los clientes, ya que la información substraída está clasificada como sensible. Uno de los ejemplos más representativos de la vulnerabilidad de las redes eléctricas que se ha podido constatar es el ataque cibernético en la red eléctrica ucraniana en 2015 con la pérdida de siete subestaciones de 110 kV y 33 subestaciones de 35 kV, lo que supuso el desabastecimiento de, aproximadamente, 225.000 clientes durante 6 horas (Hong et. al, 2019).

## RETOS EN EL ÁMBITO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LAS SMART GRIDS

Como consecuencia de las medidas encaminadas a la descarbonización de los sistemas de potencia y la descentralización de la generación, los sistemas eléctricos de potencia están sufriendo grandes cambios en las últimas décadas. Las nuevas redes eléctricas inteligentes son complejos sistemas ciber-físicos en los que interaccionan los tradicionales sistemas físicos de generación, distribución y transporte de la energía eléctrica, con las Tecnologías de la Información y Comunicación empleadas para la captación de medidas, comunicación y procesado de la información en tiempo real. La incorporación de las TIC permite mejorar el control en tiempo real de las redes eléctricas convencionales, facilita la integración de nuevos elementos como la generación distribuida y los vehículos eléctricos, así como el desarrollo de nuevos métodos de gestión de la demanda, dotando a la red eléctrica de mayor flexibilidad, fiabilidad (reliability) y capacidad de recuperación (grid resilience) ante la aparición de posibles fallos en el sistema. En contrapartida a todas las ventajas que las TIC ofrecen a las redes eléctricas, varios blackouts en redes internacionales demuestran la vulnerabilidad de las nuevas redes eléctricas y la necesidad de analizar el impacto de un ciberataque en la componente física de la red eléctrica.

En el campo de la operación de las Smart grids, el National Electric Sector Cybersecurity Organization Resource establece los principales escenarios de fallo en función de 6 niveles funcionales a los que pueda ser dirigido el ciberataque: (i) la infraestructura de medida, (ii) los recursos energéticos distribuidos, (iii) los sistemas de monitorización, protección y control, (iv) el transporte eléctrico, (v) la gestión de la demanda (vi) y finalmente los sistema encargados de la gestión de las redes eléctricas de distribución (NIST, 2015).

Dentro del campo de la protección de las smart grids, los modernos relés digitales (IEDs) se han convertido en uno de los principales objetivos de los ciberataques, a través de la manipulación de datos produciendo lecturas falsas de las tensiones y corrientes en el sistema enviadas a los IEDs así como el retraso temporal en el envío de mensajes a los dispositivos de protección y apertura de las líneas (Liu et. Al, 2017). Las consecuencias de un ciberataque en un IED encargado de la protección de una red eléctrica pueden ser muy amplias: desde la desconexión de una línea y desabastecimiento de cargas, como consecuencia de la orden de apertura de un interruptor, hasta la pérdida en cascada de numerosas líneas que deriven en un colapso de tensión (Hong et. al, 2019), (Liu et. Al, 2017). Por lo tanto, todas las estrategias que permitan mejorar la robustez de los IEDs ante ciberataques es un aspecto de relevancia en el campo de las smart grids.

Ante esta nueva realidad de las smart grids, varios comités técnicos internacionales han creado grupos de trabajo, como el comité B5 de CIGRE o el IEEE PES Power System Relaying Committee Working Group C1 (Ward et. al, 2007), para analizar las vulnerabilidades que pueden aparecer en los modernos relés de protección (IEDs) al incrementar las comunicaciones por medio de las TIC. La norma IEC 61850 emplea mensajes GOOSE o valores reales (sample values, SV) para la comunicación entre dispositivos, sin embargo, dichos mensajes no incluyen medidas de seguridad frente a

ciberataques, por lo que la información contenida en dichos paquetes de comunicación es susceptible de ser suplantada, modificada o reproducida.

Las técnicas principales empleadas en las smart grids ante ciberataques se centran en el desarrollo de software antivirus y mejora del firewall, o bien en el desarrollo de sistemas de detección de intrusión. Recientemente, se están empezando a desarrollar nuevos algoritmos de detección de ataques en las protecciones IEDs empleando técnicas basadas en machine learning y deep learning (Xin et. al, 2018).

El objetivo principal de un sistema de detección de intrusión o ciberataque es determinar si la aparición de un evento en la red (por ejemplo, lectura de una medida "errónea" o una orden "falsa" de apertura de línea) es veraz o es un ataque a la smart grid. A lo largo de la literatura se pueden encontrar diferentes metodologías para la detección de anomalías en smart grids, desde algoritmos metaheurísticos, hasta modernos desarrollos basados deep o machine learning, así como el empleo de teoría de juegos.

Una vez que se ha producido un ciberataque es necesario realizar acciones encaminadas a la mitigación del impacto del mismo en la operación de la smart grid. Algunas de las técnicas empleadas en la mitigación de ciberataques se han centrado en esquemas basados en el control Volt/Var, reconfiguración de la red eléctrica, o métodos basados en criterios económicos para minimizar el número de cargas desabastecidas como consecuencia de un ciberataque.

## RETOS EN EL ÁMBITO DE LAS COMUNICACIONES

Las medidas de ciberseguridad aplicadas a los protocolos de comunicación existentes deben adecuarse a las particularidades de las comunicaciones entre los distintos dispositivos de una smart grid, como son los relés, lectores inteligentes o puntos de carga. Estas medidas deben abarcar mecanismos de prevención, detección y recuperación (Li et. Al, 2011).

En cuanto a las medidas de prevención, es necesario proteger la información intercambiada entre los distintos dispositivos de la smart grid antes de que esta salga a la red. Por un lado, se debe garantizar la confidencialidad de los datos, de forma que un atacante no pueda acceder a datos para los cuales no ha sido autorizado. En este sentido, es necesario cifrar las comunicaciones mediante algoritmos de cifrado ligero, ya que en muchos casos el cifrado se realizará en dispositivos embebidos donde el consumo de batería y recursos debe ser optimizado. Adicionalmente, se debe procurar a las comunicaciones de mecanismos de verificación de la integridad de los datos intercambiados. De esta manera, un atacante no podrá alterar ni generar datos que puedan influir en el desarrollo normal de la red. Para ello, es necesario implementar códigos de autenticación de mensajes (MAC) que permitan a un receptor verificar la integridad de los datos recibidos, a la vez que se autentica al emisor del mismo. Igualmente, los algoritmos existentes como HMAC (Hash over MAC) deben ser revisitados y analizados para su uso con los protocolos de comunicación de las smart grids. Finalmente, los datos deben tener una disponibilidad inmediata, previniendo ataques de denegación de servicio que influyan en la operatividad de la red eléctrica. La protección frente a estos ataques conllevará medidas como un control de acceso a la red de usuarios y dispositivos, mediante el uso de cortafuegos (firewall) y segmentación de redes.

Debido al carácter altamente distribuido de las smart grids, las medidas de detección deben incluir tanto información proporcionada por los distintos sensores locales, como por ejemplo IDS de dispositivos, con información global, tales como trazas de netflow para evaluar la congestión de la red en un momento determinado (Cokic et. Al, 2019). Toda esta información debe ser correlada, analizada y procesada en un sistema central como un SIEM (Security Information and Event Management) (Leszczyna et. al, 2015). Centralizar la información tiene dos aplicaciones importantes. Por un lado, permite proporcionar información en tiempo real sobre el estado global de la red (Alcaraz & Lopez, 2014). Por otro, el gran volumen de datos recolectados permitirá enriquecer la detección de ciberataques, tanto a nivel local (es decir, enfocados a los dispositivos) como a nivel global (es decir, enfocados a la red y las comunicaciones) basados en Machine Learning.

## RETOS EN EL ÁMBITO NORMATIVO

Tras los atentados del 11-S y el 11-M en Nueva York y en Madrid respectivamente, la mayoría de los estados, pero fundamentalmente en occidente, los Estados Unidos y la Unión Europea, reconocieron la importancia de mantener la prestación de los servicios esenciales y las IC que los prestan.

Las peculiares características de las conductas antisociales y antijurídicas que podrían constituir los ciberdelitos, así como características como la transnacionalidad, la ubicuidad, el relativo anonimato del atacante, la diversidad de objetivos geográficamente dispersos, la superficie de ataque sobre los sistemas víctimas, entre otros, condicionan en gran medida la investigación, persecución, enjuiciamiento y radicación de los ciberdelitos, que atentan contra las infraestructuras en las que se apoya el desarrollo tecnológico de las Smart grid. Iniciativas como el Convenio sobre Ciberdelincuencia de Budapest o el estudio académico, encargado por la OTAN, sobre el Derecho Internacional de aplicación para las operaciones en materia cibernética, conocido como el Manual de Tallín 2.0, muestran el camino y la complejidad de la normalización en materia de ciberseguridad.

Los primeros pasos en el ámbito legal de la protección de las infraestructuras críticas comienzan como respuesta a la solicitud del Consejo Europeo en relación a la elaboración de una estrategia global para mejorar la protección de dichas infraestructuras, que se materializó en la Comunicación COM/2004/0698. Dos años más tarde, en 2006, se presenta el Programa Europeo para las IC (sus siglas en inglés EPCIP), en él se establece un marco de acción encaminado a la protección de las IC de todos los sectores económicos relevantes en el ámbito de los estados miembros de la UE. La COM/2004/0698 derivará en la ley europea por excelencia en el ámbito de la protección de IC, la Directiva Europea 2008/114/CE de 8 de diciembre, que debía entrar en vigor en los estados miembros e incorporarse en su ordenamiento jurídico antes del 12 de marzo de 2011. En España, se realiza la transposición de esta Directiva mediante la Ley de Protección de Infraestructuras Críticas, Ley 8/2011, de 28 de abril, (conocida como LPIC) y desarrollada por el Real Decreto 704/2011, de 20 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de protección de las Infraestructuras críticas (conocido como RDPIC).

Desde el punto de vista de la ciberseguridad, la verdadera innovación normativa surgió con la promulgación de la Directiva, 1148/2016/UE, de 6 de julio de 2016, conocida como la Directiva NIS que señala la necesidad de la designación de autoridades competentes, la creación de grupos de trabajo encargados de reportar los ciberincidentes, así como la adopción de estrategias de ciberseguridad nacional en todos los países miembros, junto con la obligatoriedad de notificar los ciberincidentes a las autoridades competentes en cada país. Además, en esta directiva los operadores de las redes eléctricas son considerados como “operadores de servicios esenciales” y tienen obligación de entregar informes correspondientes a los cibertaques que hayan sufrido en sus sistemas. La directiva 1148/2016/UE se encuentra traspuesta al ordenamiento jurídico español a través del Real Decreto-ley 12/2018, de 7 de septiembre, de Seguridad de las Redes y Sistemas de Información. Los sistemas de información y la información gestionada y mantenida por estos en relación a las Infraestructuras Críticas gozan de una especial protección en el artículo 264.bis del código penal español.

A la vista de los resultados negativos de la evaluación de las directivas dictadas en el ámbito de la protección de las IC, en 2019 la UE publicó una serie de recomendaciones para los estados miembros (European Commission, 2019), entre las que se encuentran el desarrollo de planes para analizar los riesgos de las IC en materia de ciberseguridad, y los principales retos a los que se enfrentan las smart grids en este campo: los requerimientos en materia de actuación en tiempo real en las redes smart grids, los efectos en cascada derivados de un ciber ataque, la combinación de las tecnologías convencionales y emergentes para mejorar la actuación de las smart grids ante un ciber ataque, y finalmente la identificación de las acciones principales para implementar las medidas de preparación necesarias para adecuar el funcionamiento del sistema eléctrico a esta nueva realidad.

Los futuros retos normativos se encuentran focalizados en el desarrollo de códigos de red en el ámbito de la ciberseguridad, como se establece en el COM/2019/943. A este respecto, el grupo de trabajo sobre Smart Grids de la UE recomienda: realizar una gestión de riesgos transfronteriza y entre organizaciones; establecer un sistema de alertas tempranas en el ámbito de la ciberseguridad y requisitos mínimos de seguridad para los diferentes componentes de las IC, así como para los operadores de sistemas energéticos; desarrollar un marco europeo de madurez de la ciberseguridad energética y de gestión de riesgos de la cadena de suministro.

# CONCLUSIONES

En el proceso de digitalización de las redes eléctricas hacia las smart grids, el aumento de comunicación entre los dispositivos que la componen extiende los retos a los que se enfrentan los operadores de las redes eléctricas hasta el campo de la ciberseguridad. En este artículo se presentan los principales retos a los que se enfrentan las smart grids en materia de ciberseguridad en tres ámbitos: (i) en la operación de los sistemas de protección, encaminados a desarrollar algoritmos de detección de inyección de datos falsos (corrientes de cortocirucito) y modificación de las

consignas de operación de los IEDs que puedan dar lugar a un fallo en cascada del sistema; (ii) en los protocolos de comunicación para el envío de información entre dispositivos, que deben ser actualizados para incorporar mecanismos de protección, autentificación y disponibilidad de la información intercambiada; y, para finalizar, (iii) en aspectos legales relacionados con el desarrollo de un marco normativo de protección del sector eléctrico como infraestructuras crítica frente a ciberincidentes.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por la Fundación Iberdrola España, dentro del programa de becas de apoyo a la investigación 2020.

## REFERENCIAS

- Alcaraz, C., & Lopez, J., 2014. WASAM: A dynamic wide-area situational awareness model for critical domains in Smart Grids. Future Generation Computer Systems, 30, 146-154.
- Cokic, Mita, and Ivan Seskar, 2019. "Software defined network management for dynamic smart GRID traffic." Future Generation Computer Systems 96: 270-282.
- European Commission, 2019. 1240 Commission Recommendation on cybersecurity in the energy sector. Brussels, 3.4.2019 SWD (2019).
- J. Hong, R. F. Nuqui, A. Kondabathini, D. Ishchenko and A. Martin, 2019. "Cyber Attack Resilient Distance Protection and Circuit Breaker Control for Digital Substations," IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 15, no. 7, pp. 4332-4341, July 2019.
- Li, Husheng, Lifeng Lai, and Weiyi Zhang, 2011. "Communication requirement for reliable and secure state estimation and control in smart grid." IEEE Transactions on Smart Grid 2, no. 3 (2011): 476-486.
- Leszczyna, Rafał, and Michał R. Wróbel, 2015. "Evaluation of open source SIEM for situation awareness platform in the smart grid environment." In 2015 IEEE World Conference on Factory Communication Systems (WFCS), pp. 1-4. IEEE, 2015.
- NIST, 2015. Special Publication 1108, NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0, Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability.
- S. Ward et al., 2007. "Cyber Security Issues for Protective Relays; C1 Working Group Members of Power System Relaying Committee," IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, FL, 2007, pp. 1-8.
- X. Liu, M. Shahidehpour, Z. Li, X. Liu, Y. Cao and Z. Li, 2017. "Power System Risk Assessment in Cyber Attacks Considering the Role of Protection Systems," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 8, no. 2, pp. 572-580, March 2017.
- Y. Xin et al., 2018. "Machine Learning and Deep Learning Methods for Cybersecurity," IEEE Access, vol. 6, pp. 35365-35381, 2018.

# TECNOLOGÍA DE DIGITAL TWIN PARA APOYAR A LOS NUEVOS GESTORES DE RECURSOS DISTRIBUIDOS EN LA HABILITACIÓN DE SERVICIOS ENERGÉTICOS DE FLEXIBILIDAD

**José Antonio Ruiz Martín**, Dirección de Operación Digital y Gestión de Activos, Tecnatom
**Ana Izquierdo Garijo**, Dirección de Operación Digital y Gestión de Activos, Tecnatom
**Jesús La Parra Albaladejo**, Dirección de Operación Digital y Gestión de Activos, Tecnatom

**Resumen:** La normativa asociada a la transición energética y la armonización de los sistemas y mercados eléctricos fomenta la aparición de nuevos actores, cambia roles de los existentes y propicia el desarrollo de nuevos servicios energéticos y modelos de negocio. El *Digital Twin* desarrollado permite a los gestores de recursos distribuidos realizar la validación y optimización de sus sistemas de gestión y control, la monitorización técnica, económica y de activos de manera individual y/o agregada y habilitar servicios energéticos de flexibilidad para participar en mercados locales y de ajuste. Los resultados obtenidos posicionan al Digital Twin como una herramienta necesaria para explotar el potencial de los recursos distribuidos.

**Palabras clave:** Renovables, Recursos Distribuidos, DER, Agregación, Flexibilidad, Balance, *Digital Twin*, Gemelo Digital, Simulación, DSO, Mercados eléctricos.

## UN NUEVO ENTORNO

La normativa y los planes energéticos abogan por la descarbonización de la economía, con el consiguiente auge de las energías renovables. Concretamente, para España, el PNIEC 2021-2030 plantea 50GW de eólica y 39GW de solar fotovoltaica instaladas en 2030. De esta última cifra se espera que buena parte provenga de pequeñas/medianas instalaciones distribuidas asociadas al autoconsumo residencial y comercial/industrial. Adicionalmente, el PNIEC 2021-2030 también apuesta por el almacenamiento en diferentes escalas (hasta alcanzar 2,5GW) y por la movilidad eléctrica, con el ambicioso reto de llegar a los 5 millones de vehículos eléctricos en 2030 con el consiguiente despliegue de la infraestructura de recarga. Gran parte de estos activos estarán conectados a redes de distribución en baja y media tensión, con flujos energéticos bidireccionales y nuevas casuísticas que pueden provocar congestiones e inestabilidades transferibles aguas arriba si su planificación y gestión no es la adecuada.

La operación coordinada y agregada de parte de estos recursos energéticos distribuidos (o DER, en inglés *Distributed Energy Resources*) constituirá una de las soluciones a este reto, al poder gestionarlas como una planta virtual que proporcione servicios de flexibilidad y/o balance al sistema eléctrico, asegurando su fiabilidad y resiliencia ante la retirada progresiva de generación térmica síncrona. Adicionalmente, si aprovechando la agregación DER se realiza una gestión inteligente de la demanda, entonces las capacidades de dar soporte al sistema se multiplican.

Sin embargo, el difícil reto de la gestión agregada de consumo y generación de múltiples DER requiere soluciones que:

- Evalúen la configuración óptima de la agregación y los criterios para la admisión de nuevos miembros,
- Aseguren el cumplimiento en todo momento de los criterios de acceso a los mercados de flexibilidad, de las reglas de participación y de los acuerdos de suministro-consumo alcanzados,
- Estimen generación, almacenamiento y demanda a partir de previsiones meteorológicas, patrones de consumo…
- Evalúen los servicios de flexibilidad y balance que pueden proveer las instalaciones de forma individual y /o agregada a los gestores de las redes,
- Establezcan estrategias operativas que balanceen la calidad de suministro, los servicios aportados y maximicen los retornos económicos, todo ello sin perjudicar el confort de los clientes,
- Sistemas que traduzcan los objetivos globales a órdenes individuales,
- Sistemas que evalúen el desempeño de las instalaciones, detectando posibles desviaciones y sus causas potenciales, y a la vez maximicen el retorno en vivo, y
- Sistemas que calculen de forma justa los retornos individuales, como una función de la participación en la producción, pero también del desempeño.

Finalmente, dichas soluciones deberán ser ágiles para responder a los comportamientos inesperados del sistema y a los incidentes en las instalaciones.

## GEMELO DIGITAL

Con el contexto descrito y la problemática planteada, surge la necesidad de entornos de pruebas donde desarrollar, ajustar y validar los sistemas de planificación y operación.

El Gemelo Digital o, en inglés, *Digital Twin,* es una solución perfecta para crear este entorno de pruebas ya que reproduce el entorno real pudiendo realizar escenarios en el mismo, pero sin afectar a las instalaciones físicas.

No existe una única definición para el Gemelo Digital, de forma tal que la misma cambia en función del interlocutor y del caso de uso contemplado. En el contexto de esta ponencia se entiende como Gemelo Digital a una réplica virtual de una instalación que es capaz de reproducir su comportamiento en el pasado y anticiparlo ante cambios en su configuración, en las condiciones de contorno o ante potenciales incidentes de funcionamiento.

Según esta idea, el Gemelo Digital está, por lo tanto, basado en el ciclado de diferentes modelos que reproducen el comportamiento de los diferentes componentes, sus procesos y fenomenologías asociadas.

Los modelos pueden estar basados en la resolución numérica de las ecuaciones básicas que regulan la dinámica del equipo o en el empleo de correlaciones basadas en la estadística de funcionamiento en el pasado. A su vez estas correlaciones podrán haber sido fijadas a partir de los resultados medidos en instalaciones experimentales o de referencia, o podrán actualizarse automáticamente a partir de técnicas de inteligencia artificial sobre los datos de funcionamiento en el pasado.

## LA SOLUCIÓN

Tecnatom ha desarrollado una prueba de concepto de un generador de Gemelos Digitales como soporte en la toma de decisiones de los nuevos actores en el entorno propuesto por la transición energética.

La solución está desarrollada sobre la plataforma de desarrollo gráfico “Team_Suite” propiedad de Tecnatom y empleada hasta ahora para desarrollar simuladores de entrenamiento y modelos de apoyo a la ingeniería de las centrales de producción eléctrica y redes de distribución.

Las condiciones de partida definidas para el desarrollo de la prueba de concepto fueron:

- Debe ser capaz de generar automáticamente un Gemelo Digital a partir de la información existente en una base de datos de configuración de la agregación. Podrá estar formada por decenas de miles de instalaciones. Estas instalaciones no tienen por qué ser homogéneas, sino que pueden tener diferentes características (localización, perfil de autoconsumo, dimensionamiento de instalación fotovoltaica, capacidad y tipo de baterías, etc.).
- Debe ser capaz de evaluar la respuesta de la agregación tanto desde el punto de vista de los flujos energéticos, como de los eléctricos y económicos asociados, de forma que permita desarrollar y catalogar técnica y económicamente nuevos servicios energéticos, como la provisión de flexibilidad a los gestores de las redes.
- Debe ser capaz de ciclar en tiempo real, pero también mucho más rápido que tiempo real, para permitir la realización de estudios “*what if*”, análisis de sensibilidad, etc.
- Su uso debe ser intuitivo pensado para para personal con habilidades informáticas básicos y sin conocimientos de programación.
- El mantenimiento y explotación de la herramienta debe permitir la integración de nuevos módulos (generación eólica, almacenamiento térmico, etc.), ya sean de desarrollo propio o de terceros, y sometidos a confidencialidad.
- Los resultados de los cálculos deben estar accesibles en formatos estándares, MS Office preferiblemente.
- Debe disponer de puertos de comunicaciones basados en protocolos estándares para la integración de la planta simulada con soluciones de gestión y optimización y permitir el análisis “*hardware in the loop*”.
- Debe ser capaz de autoajustar sus parámetros de configuración a los últimos valores de desempeño de las instalaciones reales.
- Debe disponer de módulos de ajuste de sus condiciones de contorno a las mejores estimaciones disponibles (previsiones meteorológicas, precios de mercados, etc.).

Con esas premisas la solución se ha desarrollado en tres capas:

## Capa de instalación individual

El comportamiento de una instalación individual se modela en base a cuatro bloques: flujos energéticos y eléctricos, flujos económicos, lógicas de protección y control locales (propias de la instalación), y sensores disponibles. Cada bloque se desarrolla conectando y caracterizando los elementos de una librería de elementos desarrollada *adhoc*:

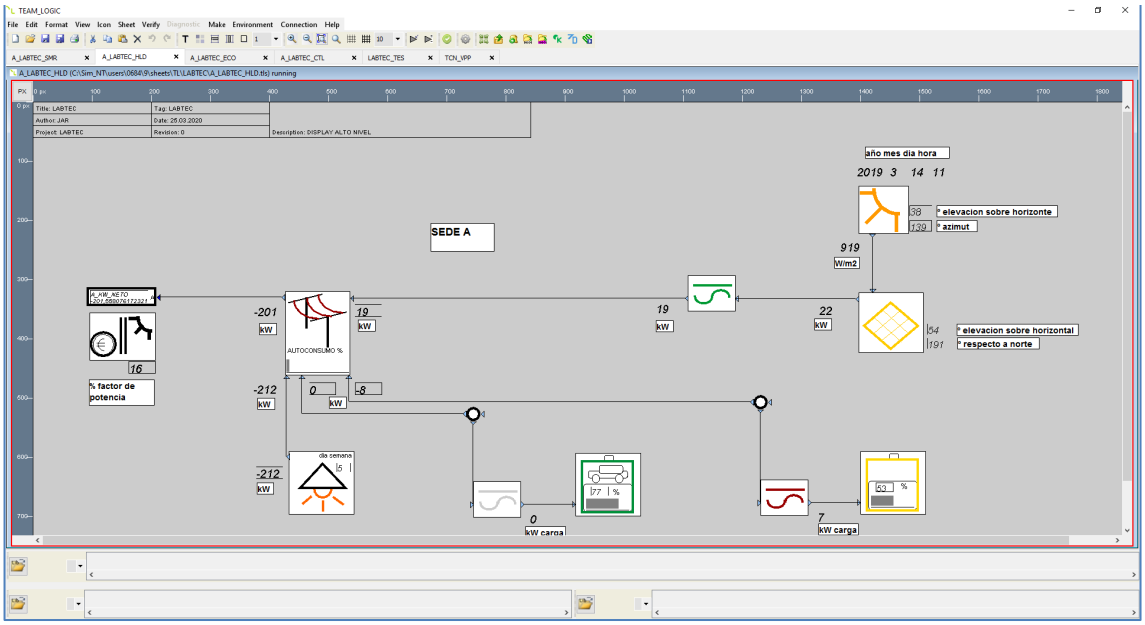



*Figura 1. Flujos energéticos de una instalación de autoconsumo.*

Los modelos han sido validados comparando sus resultados con los de instalaciones reales.

En el ejemplo se valida el modelo numérico de irradiación sin nubosidad basado en la resolución de ecuaciones y ajustada la irradiación directa mediante un modelo de dos parámetros (Modelo AB propuesto y validado por Manuel Silva en su tesis doctoral “Estimación del recurso solar para sistemas termosolares de concentración” de 2002):

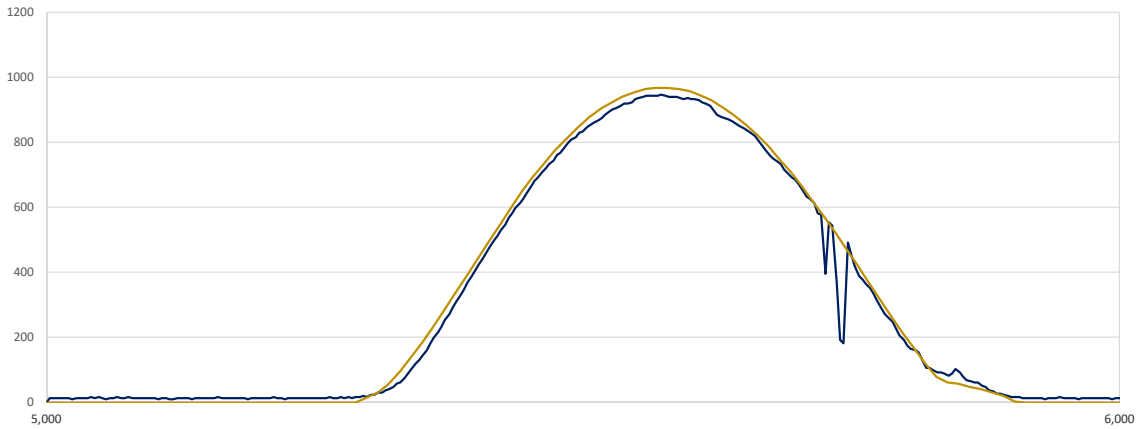



*Figura 2. Irradiación real y simulada a lo largo de un día (5 de julio)*

Mientras que en la imagen que aparece a continuación se valida el modelo estadístico (cálculo de la irradiación directa y difusa promedio) de impacto de la nubosidad:

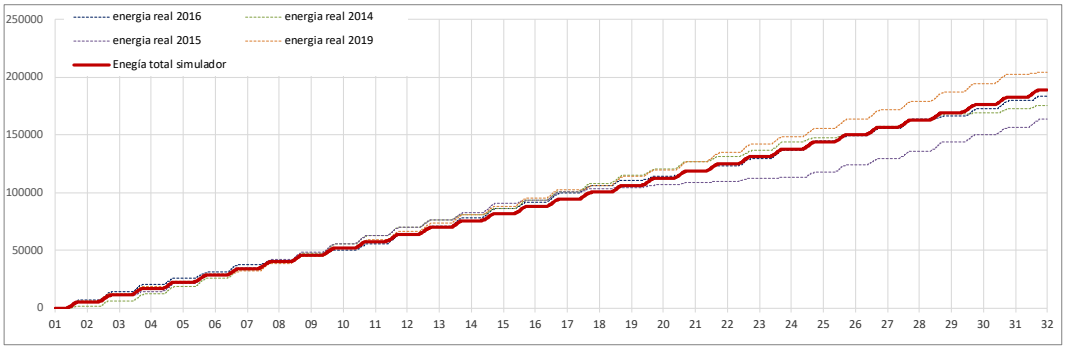



*Figura 3. Generación alterna real y simulada a lo largo de un mes (marzo).*

## Capa de agregación

La segunda capa es la responsable de agregar miles de instalaciones individuales, de calcular las variables agregadas representativas y de conectar con sistemas de gestión centralizada. La configuración del simulador se realiza mediante la lectura (en vivo) del fichero de configuración que describe cada uno de los elementos de la agregación (ubicación, perfil de consumo, superficie de paneles, capacidad de la batería disponible, etc.). El Gemelo Digital simula el comportamiento de cada instalación dos veces, por un lado, empleando los parámetros teóricos procedentes del fichero de configuración, y por otro, empleando la mejor estimación del desempeño a partir de aprendizaje automático de los datos reales.

Así, entre otras funcionalidades, la solución permite detectar procesos de degradación, advirtiendo de la instalación en la que se está produciendo. Una vez localizada la instalación que se desea supervisar, el Gemelo Digital permite su análisis de detalle considerando los cuatro bloques definidos en la sección anterior.

El ejemplo que se adjunta corresponde a la simulación agregada de 500 instalaciones distribuidas. El Gemelo Digital permite representar diferentes parámetros de información agregada directa (potencia generada instantánea, acumulada, inyectada en la red, etc.), así como otra información elaborada a partir de los datos anteriores (factor de potencia promedio, máximo y mínimo, desempeño real en porcentaje frente al valor teórico, etc.). El Gemelo Digital detecta las dos instalaciones más degradadas respecto a su desempeño teórico, y también permite calcular los factores de potencia de cada instalación para evaluar los factores máximo, mínimo y medio.

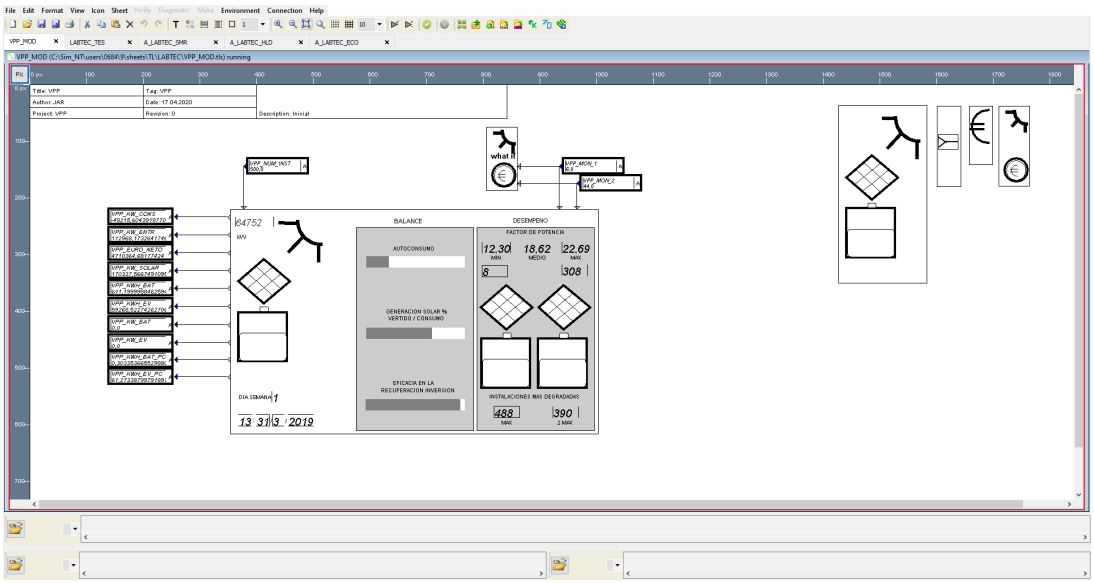



*Figura 4. Capa de agregación de 500 instalaciones.*

La información calculada está disponible mediante tres vías diferentes: el propio entorno de simulación (figuras 1 y 4), o mediante su volcado a MS Excel o mediante su representación bajo sistemas de monitorización (figura 5).

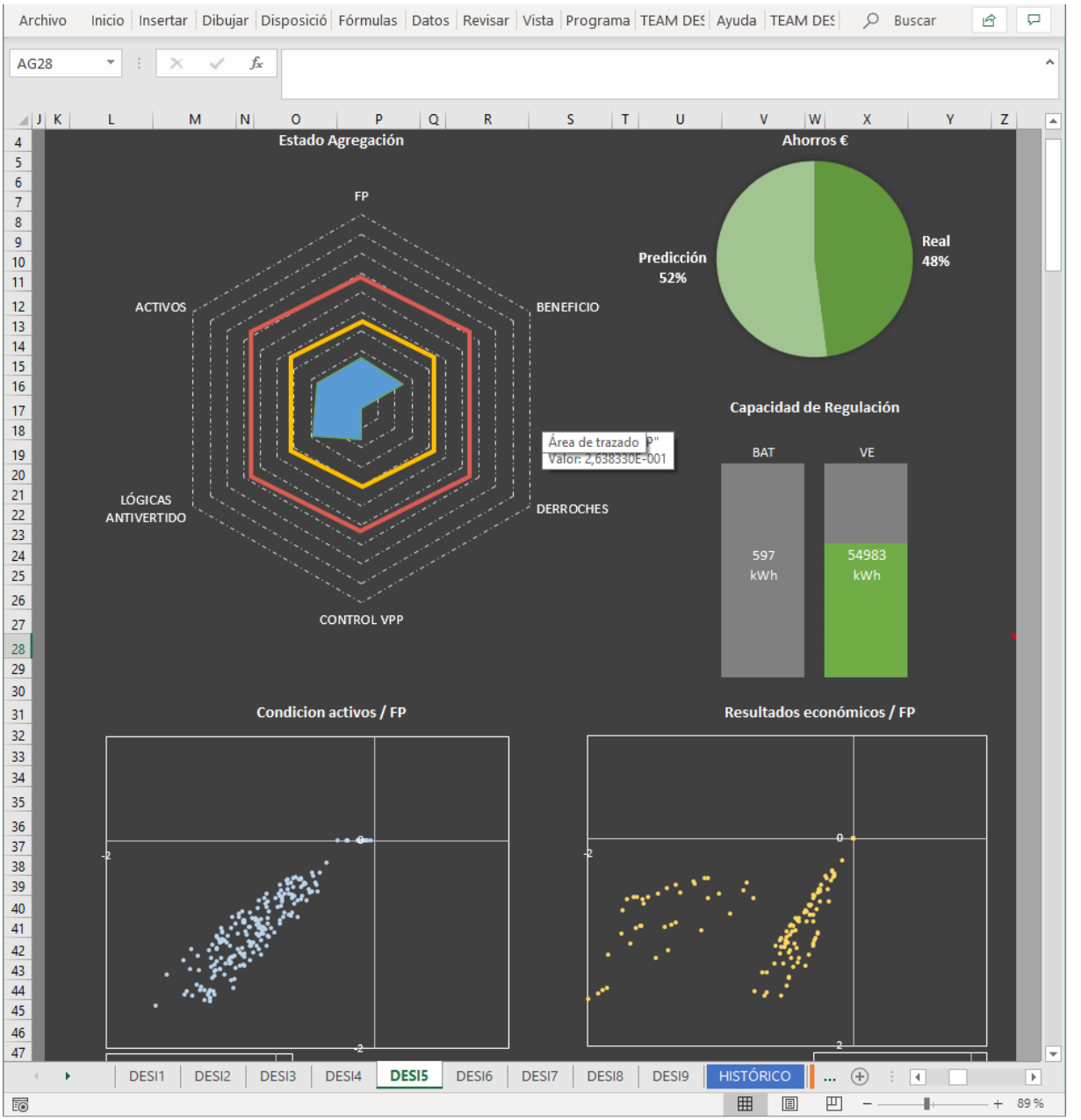


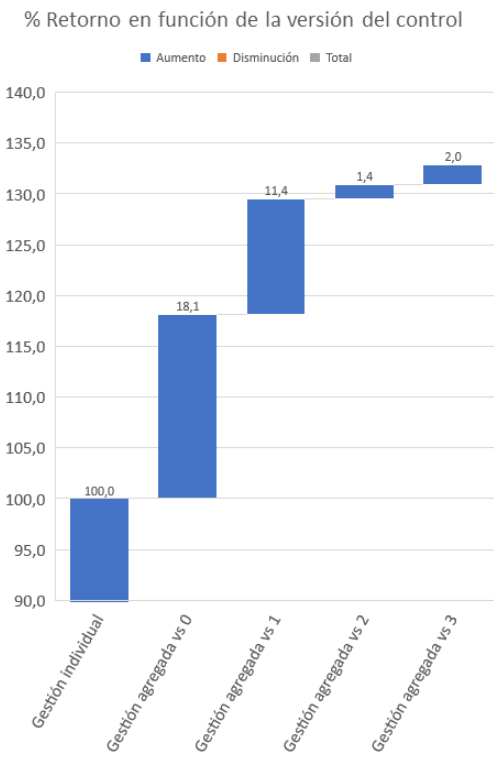

*Figura 5. Volcado en vivo de información agregada e individual sobre MS Excel.*

Actualmente se está trabajando en una funcionalidad adicional para catalogar la flexibilidad potencial que puede proveer cada instalación de foma individual y/o agregada. Esto supone una ayuda clave para la toma de decisiones de los gestores de las redes ante una retribución regulada cada vez más ajustada. Así, éstos pueden hacer un análisis de costes-beneficios asociados a invertir en infraestructuras u optar por participar en los mercados locales de flexibilidad una vez estén habilitados.

## Capa de casos de uso

Finalmente, la tercera capa gestiona los casos de uso y escenarios disponibles en el Gemelo Digital. Obviamente esta capa debe ser desarrollada *adhoc* para cada usuario. En la prueba de concepto desarrollada en Tecnatom los casos de uso contemplados han sido:

- Respecto al plazo: tiempo real continuo, simulación de un día, una semana, un mes o un año. El día/hora de partida de la simulación es configurable.
- Respecto al modelo de irradiación y meteorológico:
  - modelo de día claro,
  - modelo histórico basado en estadísticas de la plataforma europea PVGIS (https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#MR)
  - predicciones (actualmente en desarrollo)
- Respecto al régimen retributivo de la energía inyectada en la red según la participación en los distintos mercados de electricidad (dependiente de la normativa vigente) y de los servicios aportados:
  - mercado diario,
  - mercado intradiario,
  - mercado intradiario continuo,
  - mercado de saldo (energía excedentaria del autoconsumo mediante compensación simplificada),
  - mercados de flexibilidad (actualmente en desarrollo),
  - mercados de balance (actualmente en desarrollo),
  - de usuario
- 
- A modo de ejemplo, se ha empleado el Gemelo Digital para optimizar, desde el punto de vista del retorno económico, el funcionamiento del sistema de control global. De esta manera, desde la primera versión del sistema de control hasta la última versión se evalúa sobre el Gemelo Digital el retorno económico asociado a cada versión, y antes de su instalación sobre las instalaciones reales:




- *Figura 6. Comparativa de configuraciones de control y el retorno económico asociado en*

## CONCLUSIONES

Los cambios asociados a la transición energética fomentan la aparición de nuevos actores, cambian roles de los existentes y propician el desarrollo de nuevos servicios y modelos de negocio.

Esta evolución se centra en las redes de distribución, donde se conectan los distintos recursos distribuidos bajo nuevos esquemas de gestión (prosumers, agregadores, comunidades energéticas renovables, etc.) y con potencial para desarrollar y proveer nuevos servicios (flexibilidad, respuesta a demanda, balance, etc.).

El Gemelo Digital es una herramienta de simulación modular que permite, en un entorno virtual, optimizar la validación de los sistemas de gestión y control, y evaluar la retribución de las estrategias de operación y mantenimiento haciendo uso de sus capacidades *what-if*. El simulador se configura automáticamente leyendo las características de las instalaciones distribuidas agregadas y se realiza una monitorización predictiva individual y/o agregada identificando desviaciones de desempeño y potenciales fallos. Para ello, el Gemelo Digital permite trabajar contra datos históricos o predicciones meteorológicas y de mercados, lo que permite replicar la operación de forma individual y agregada. Los resultados se presentan a través de interfaces de alto rendimiento. Adicionalmente se pueden evaluar los servicios de flexibilidad y balance que pueden proveer estas instalaciones a los gestores de las redes.

Los resultados preliminares prometen una mejora en el desempeño técnico y operacional de las instalaciones que se materializa en un mayor retorno económico, reforzado además por los servicios energéticos a proveer.

# OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE BATERÍAS PARA REDES ELÉCTRICAS MEDIANTE GEMELOS DIGITALES BASADOS EN MODELOS Y ESTIMADORES AVANZADOS

**Aitor Makibar**, Investigador senior, Cidetec
**Haritz Macicior**, Responsable Unidad Sistemas de Almacenamiento, Cidetec
**Raúl Rodríguez**, Investigador senior, Tecnalia
**Ugo Stecchi**, Investigador senior, Cidetec

**Resumen:** La creciente participación de los sistemas de baterías en la provisión de servicios al sistema eléctrico requiere optimizar su O&M con el fin de maximizar sus prestaciones y rentabilidad. Para ello, se propone el uso de gemelos digitales de baterías que, a través de estimadores de estado avanzados y modelos de degradación obtenidos mediante una adecuada caracterización de celdas, así como del análisis de los datos de operación mediante técnicas de inteligencia artificial, permiten disponer de un mayor conocimiento y control sobre las condiciones reales de los sistemas de las baterías. La alianza CIDETEC-TECNALIA (BRTA) en el campo del almacenamiento, permite unir las capacidades de ambos centros en los ámbitos de las baterías y las redes eléctricas.

**Palabras clave:** Gemelo Digital, O&M de la red eléctrica, Baterías, Aplicación Estacionaría, Modelado, Estimadores, Filtros Adaptativos, Integración en red.

## INTRODUCCIÓN

Un gemelo digital se puede definir como un conjunto de información virtual que describe completamente un producto físico fabricado. En una situación óptima, cualquier información que pudiese ser obtenida mediante la inspección del producto real debería poder obtenerse a partir de su gemelo digital (Grieves & Vickers, 2016). El gemelo digital de un sistema proporciona una de las principales ventajas que aporta trabajar con un modelo, es decir, analizar una amplia casuística de modos de operación en un entorno simulado controlado. Por otro lado, también elimina uno de sus inconvenientes, al reducir las diferencias que pueden existir entre la definición del modelo y el sistema real. Estas diferencias aparecen, bien cuando el paso del tiempo afecta a las características del equipo, bien cuando no se puede realizar un modelo preciso, o bien cuando trabajar con un modelo detallado no es posible o es poco efectivo.

La aplicación de gemelos digitales de batería en aplicaciones estacionarias para redes eléctricas permite controlar y operar estos activos de manera mucho más efectiva, simplificando y acelerando su integración en el sistema eléctrico. En primer lugar, el almacenamiento responde a los retos presentes y futuros de las redes eléctricas, aportando flexibilidad para hacer frente a aspectos como la variabilidad de la generación y la demanda, la pérdida de inercia del sistema, las congestiones de la red y los vertidos de energía renovable. La visión estratégica europea a largo plazo prevé un gran crecimiento de la potencia instalada de almacenamiento en la red, especialmente, de los sistemas basados en baterías (Comisión Europea, 2018).

En segundo lugar, las baterías electroquímicas son sistemas complejos de modelar fielmente y sus características dependen de su química, su diseño y su fabricación. Éstas, junto a las condiciones de operación, afectan de manera importante a su degradación, que se produce con el uso y el paso del tiempo. El aspecto de la degradación de las celdas dentro de un sistema de baterías es de especial importancia para los operadores de las plantas, ya que sus cualidades van empeorando con el paso del tiempo y esto debe considerarse en la operación de las instalaciones. Por otro lado, anticiparse a un posible fallo del sistema, sacando el máximo partido al sistema de almacenamiento, permite rentabilizar la inversión de manera óptima.

Por tanto, la previsible creciente utilización de los sistemas de baterías en las redes eléctricas hace indispensable desarrollar métodos que permitan estimar de una manera adecuada su estado y predecir su evolución. El gemelo digital que se presenta en este trabajo aglutina diferentes técnicas, que permiten conseguir este propósito mediante la creación de un modelo dinámico que reproduce el estado y predice la evolución de una batería electroquímica y, de esta forma, proporciona información útil para su operación y mantenimiento.

## Indicadores del estado de una batería para la operación en redes eléctricas

Los gemelos digitales de baterías pueden ser sistemas complejos que integran varias herramientas software y hardware. Están basados en la integración de modelos matemáticos y estimadores de estado que, alimentados por datos reales, son capaces de estimar y predecir el comportamiento del dispositivo monitorizado.

El modelado eléctrico tiene en cuenta, tanto la fuente de tensión variable, como la impedancia interna para describir el comportamiento dinámico del modelo. La Tensión de Circuito Abierto (OCV) depende de la energía almacenada en la celda, es decir, de su Estado de Carga (SOC) y de la temperatura de la misma. La impedancia interna de la celda no se puede medir directamente, pero se puede estimar teniendo en cuenta la relación entre la corriente y la tensión, a partir de métodos experimentales. Existe, también, la posibilidad de conseguir modelos multifísicos que tienen en cuenta, tanto la parte eléctrica, como un enfoque electroquímico o térmico, permitiendo aportar importantes mejoras a la caracterización y diseño de la celda. A pesar de las ventajas que podrían aportar, estos modelos multifísicos necesitan una alta capacidad computacional y, por lo tanto, deberían ser desplegados en la nube, dado que la capacidad del Sistema de Gestión de la Batería (*Battery Management System*, BMS) suele ser limitada. Por esto, su aplicación óptima sería justamente en un gemelo digital de batería.

El control que se suele integrar en el gemelo digital está basado en modelos que se centran en la estimación del estado de varios indicadores de las celdas. Los estados más relevantes y utilizados suelen ser el ya mencionado SOC, el Estado de Salud (SOH) y la estimación de la Vida Útil Restante (RUL). Existen indicadores adicionales para la estimación de otros parámetros como: la impedancia interna (SOZ), la funcionalidad (SOF), el nivel de seguridad (SOS), etc.

El SOC indica la cantidad de energía utilizable en la batería. El metodo más común para la estimación de este parámetro se basa en el conteo de la intensidad suministrada y absorbida de la batería (Coulombimetría), aunque tiene algunas limitaciones debidas a la inicialización (estado de carga inicial) y a los efectos del envejecimiento, que altera la precisión de la medida. El enfoque más simple para este problema de inicialización de SOC es comparar el OCV con una tabla de consulta (facilitada por el fabricante). Sin embargo, esto es un desafío para ciertas químicas de batería, ya que la curva OCV-SOC puede ser bastante plana y sufrir de histéresis de voltaje. Además, a medida que la celda envejece, la precisión de este metodo disminuye. El enfoque más común para mejorar la precisión es el uso de filtros de Kalman (KF), ya utilizados en muchas aplicaciones de ingeniería también para la estimación del SOC. También se utilizan otros algoritmos para estudiar los modelos de baterías, no lineales, y mejorar la estimación de incertidumbre del SOC como el *Extended Kalman FIlter* (EKF), el *Unscented Kalman Filter* (UKF) y el *Particle Filter* (PF).

El SOH por su parte indica el estado de la batería entre el inicio y el final de su vida útil. Dos enfoques diferentes se han ido consolidando para su estimación: el primero basado en análisis de datos (*data-driven*) y el segundo en los filtros adaptativos. Para las estrategias basadas en el análisis de datos, es necesario realizar ensayos exhaustivos, con el fin de relacionar las condiciones de ensayo con los indicadores de envejecimiento. Esto implica un coste asociado a la realización de los ensayos y un elevado tiempo de computación. Además, si la batería se utiliza en condiciones diferentes a la de los ensayos de laboratorio, la estimación puede diferir del estado real. Dentro de las estrategias adaptativas, hay varios métodos para estimar el SOH, basados KF, EKF y PF, pero en literatura es posible encontrar también Algoritmos Genéticos (GA), lógica difusa, Redes Neuronales (ANN).

El RUL se define como el tiempo desde el momento actual hasta el fin de vida de la batería. El pronóstico de RUL para baterías de iones de litio no es un asunto trivial, debido a la dificultad de predecir la degradación con certeza, por dos razones principales: en primer lugar, es casi imposible observar el proceso electroquímico interno de la batería; en segundo lugar, las fluctuaciones ambientales también afectan la producción y el rendimiento de las baterías de iones de litio. La estimación del RUL también puede basarse o bien en modelos matemáticos o bien en el análisis de datos. Los métodos de análisis de datos suelen ser muy populares incluyendo algoritmos de Inteligencia Artificial (AI) y algoritmos estocásticos.

## Colaboración estratégica TECNALIA y CIDETEC Energy Storage

Los objetivos de Europa para el medio y el largo plazo, 2030 – 2050, implican el desarrollo de nuevos modelos energéticos, en los que el almacenamiento de energía va a jugar un papel central, tanto en las redes eléctricas, como en la movilidad de futuro. En este contexto, los centros tecnológicos TECNALIA y CIDETEC Energy Storage unen capacidades para desarrollar nuevas tecnologías y aplicaciones energéticas basadas en el uso de baterías para los diferentes sectores industriales. La colaboración estratégica estará centrada en el desarrollo de aplicaciones de almacenamiento energético en baterías, aportando soluciones que doten de flexibilidad al sistema eléctrico en todos

sus ámbitos (generación, transporte, distribución y demanda), así como la mejora de la eficiencia energética y la electrificación del transporte. Ambos centros tecnológicos suman, de esta forma, sus capacidades y ponen al servicio de la industria una masa crítica conjunta de investigadores con una dilatada experiencia en tecnologías y aplicaciones de almacenamiento eléctrico, electrónica de potencia, redes eléctricas, Tecnologías de la Información y la Comunicación (TICs) y baterías, incluyendo su diseño, modelado, prototipado y ensayo.

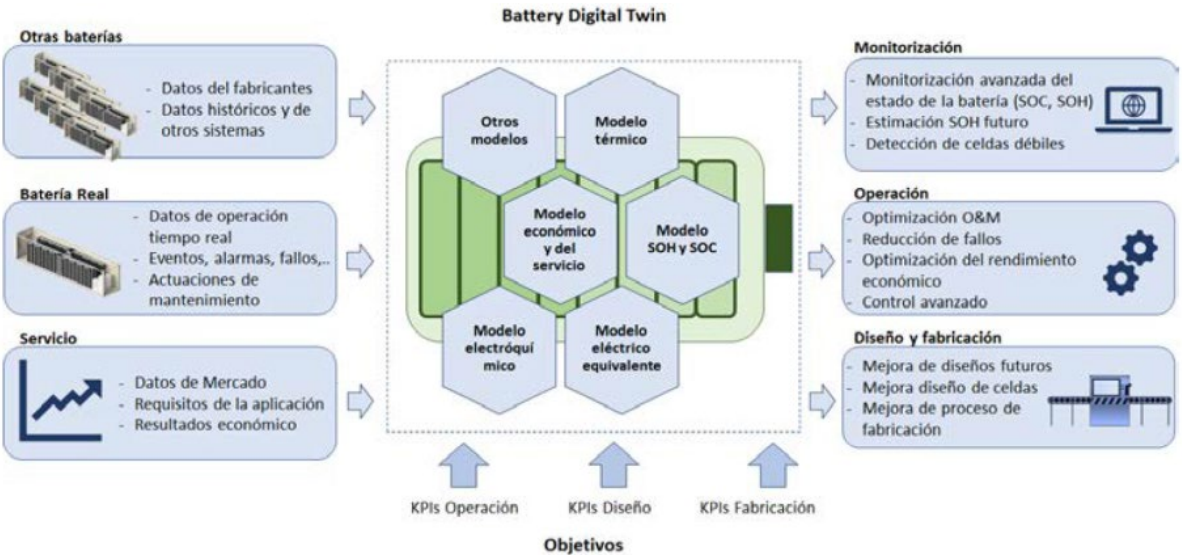



*Figura 1. Esquema de un gemelo digital para bateria.*

A raíz de esta colaboración entre las dos entidades, los dos equipos comparten sus conocimientos para desarrollar un gemelo digital de batería, que pueda constituir, por un lado, una plataforma virtual de integración de varias tecnologías y desarrollos ya consolidados por los dos socios y, por otro lado, el entorno más idóneo para incorporar nuevos resultados de investigación conjunta. En la Figura 1 se presenta un esquema de que aporta la visión conjunta de gemelo digital que se presenta en este artículo.

## DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN - METODO Y TECNOLOGÍA

El gemelo digital propuesto se compone de diferentes elementos principales que, en conjunto, le dotan de sus características y propiedades:

- Modelo de la celda de batería.
- Filtros adaptativos y técnicas de AI para estimar los parámetros de la batería (SOC, SOH, SOF, SOE, RUL).
- Señales adquiridas del sistema de baterías real.

El gemelo digital de la batería que se presenta utiliza diferentes aproximaciones para modelar la batería:

- Modelo eléctrico semi-empírico.
- Modelo basado en datos.
- Modelo multifísico.

El modelo semi-empírico es aquel basado tanto en la teoría como en los métodos experimentales. En nuestro caso, se utiliza un circuito eléctrico equivalente que busca reproducir las características eléctricas de una celda de batería. Para crear este modelo, es necesario caracterizar la celda adecuadamente obteniendo sus parámetros eléctricos principales. Esto se realiza en el laboratorio mediante ensayos y posteriormente se calibran los parámetros del modelo.

Una vez obtenido el modelo, se utilizan estimadores basados en filtros adaptativos con el fin de estimar el SOC y SOH de la celda. Los filtros adaptativos son algoritmos ampliamente utilizados en diversos ámbitos tecnológicos. Permiten ajustar la salida de nuestro modelo a la señal de salida equivalente medida en el sistema real. Se utilizan para la estimación de las variables de estado no medibles en nuestro sistema dinámico, en este caso, las baterías. Si bien la utilización de estos métodos no es novedosa en el caso de las celdas y a nivel de laboratorio, es menos común cuando

se trata de un sistema de baterías formado por la conexión de numerosas celdas para aplicaciones estacionarias en la red eléctrica. Además del SOC basado en filtros adaptativos, CIDETEC también desarrollará e integrará SOH basado en algoritmos y modelos de degradación avanzados (*Incremental Capacity Analisys*, ICA) a los procesos de cargas lentas (Oyarbide et al., 2020). También se integrarán nuevos estimadores avanzados para la evaluación del Estado De Funcionalidad (SOF) y del Estado De Energía (SOE). El indicador RUL también se incluirá en el sistema y estará basado en algoritmos de autoaprendizaje (Arrinda., 2018).

El modelo eléctrico equivalente no es adecuado para la caracterización de los mecanismos de degradación que ocurren en las celdas de batería. Para ello, deben utilizarse otros modelos como los modelos multifísicos que consideran variables de estado que entran en juego para explicar la degradación y permiten simular la parte eléctrica y electroquímica a la vez. La ventaja de estos modelos se puede resumir en: diseño óptimo de la celda, permitiendo aumentar las prestaciones de las baterías; comprender las limitaciones de la batería identificando los parámetros críticos; estimar las prestaciones y vida útil de las baterías. Los modelos físicos pueden definirse de varias maneras: los modelos completos (*full order*) requieren de una gran potencia computacional para su resolución, lo que no los hacen adecuados para su utilización en sistemas en tiempo real embebidos, como por ejemplo en un BMS. Los modelos de orden reducido permiten, aún con simplificaciones, entender el comportamiento interno de la celda y requieren menor carga de computación. Los modelos multifísicos permiten simular la parte eléctrica y electroquímica a la vez. Dependiendo de la capacidad de cálculo de la plataforma donde se implemente el gemelo digital, se puede optar por un enfoque u otro.

Uno de los problemas para caracterizar la degradación de las celdas es la existencia de numerosos mecanismos de degradación que interaccionan entre sí, no todos entendidos por completo. Esto hace que sea muy complejo modelar la degradación. Para atajar este problema, empleamos modelos basados en datos. El aprendizaje máquina permite la creación de modelos multiparamétricos no lineales que trabajan muy bien en sistemas ruidosos. El reto, en este caso, es el de lograr datos de ensayo y de campo que sean significativos para la aplicación y el entorno en el que va a operar nuestro sistema real.

Para el desarrollo de este gemelo digital se propone una aproximación híbrida, conjugando la utilización de modelos semi-empíricos y basados en datos, tanto para estimar el estado de carga y salud del sistema de baterías, como para predecir su degradación y anticipar posibles fallos que puedan ocurrir por su causa.

Este gemelo digital es un elemento que puede proveer de información al SCADA (*Supervisory Control And Data Aquisition*) o EMS (*Energy Management System*) de una instalación eléctrica, para la toma de decisiones de operación. Esto permitiría tanto rentabilizar la inversión en el sistema de almacenamiento, aprovechando al máximo su potencial, como optimizar la venta de servicios del conjunto de la planta, teniendo en cuenta la información actualizada sobre el estado de carga y de salud de la batería. Las señales de medida adquiridas del sistema real, y utilizadas como referencia para actualizar el modelo empleado por el gemelo digital de baterías, son seleccionadas en base a su significación. En el caso del modelo eléctrico, éstas estarán relacionadas con las señales de entrada y salida del sistema dinámico, es decir tensiones e intensidades. En el caso del modelo basado en datos, un análisis previo nos permite conocer cuáles son aquellas variables que más influencia tienen en la evolución del estado de las baterías, en su degradación, por ejemplo.

*Figura 2. Vista parcial de la microrred de Tecnalia (izquierda); Equipos de ensayo de celdas de CIDETEC (derecha).*

Otra aplicación de las técnicas de AI en este campo es utilizar la información proporcionada por gemelos digitales de varios sistemas de baterías para mejorar los modelos basados en datos de cada uno de ellos. Este es un proceso que, si bien no se está acometiendo aún para las baterías en TECNALIA, sí se está desarrollando para otros activos de la red, por lo que se prevé que, en un futuro, pueda contribuir también a la mejora de los modelos de datos de baterías que se desarrollen.

El desarrollo de este concepto de Gemelo Digital de batería se validará en la microrred de TECNALIA con el soporte de algunos equipos de laboratorio de CIDETEC (Figura 2) en el marco del proyecto Red Cervera "EnerIsla", financiado por el CDTI, que pretende desarrollar las tecnologías necesarias para poner en marcha microrredes aisladas con el 100% de fuentes renovables.

## PROCESO DE DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DEL GEMELO DIGITÁL

En estos momentos, se están desarrollando los elementos que componen el gemelo digital a partir de los módulos anteriormente definidos que lo componen. El primer resultado obtenido del proyecto es la definición de la arquitectura general del sistema incluyendo la selección y la manera de integrar las técnicas que se van a emplear (Figura 3).

Algunos de los principales desarrollos ya realizados o que serán finalizados a lo largo de 2020 son los siguientes:

- Automatización del modelo de creación del modelo semi-empírico de la batería a partir de los datos de obtenidos del ensayo de caracterización de las celdas.
- Implementación y validación de algoritmos basados en filtros adaptativos para la estimación de SOC y SOH.
- Desarrollo de un módulo de RUL basado en técnicas de AI.
- Integración de estos módulos en una plataforma cloud.

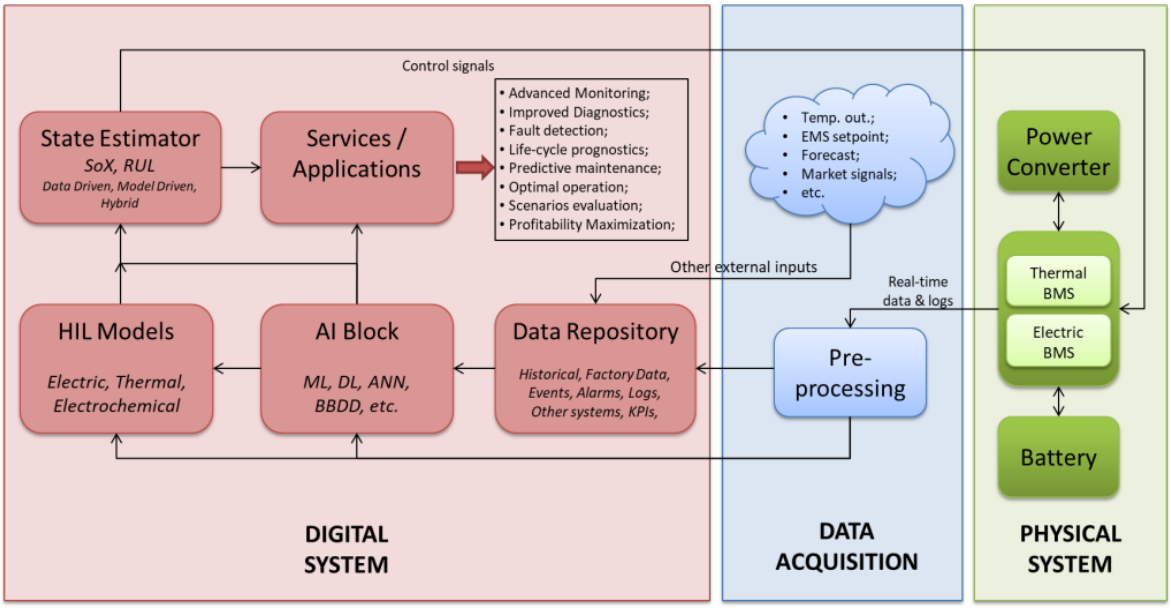



*Figura 3. Esquema de la arquitectura del digital twin propuesto.*

Además de estos módulos, se han desarrollado otros, capaces de apoyar su evolución y mejorar su diseño en consideración a los avances que se vayan produciendo dentro de este campo y en repuesta a los resultados experimentales que se obtengan de su funcionamiento:

- Desarrollo de un modelo multifísico dinámico en el que se han implementado diferentes mecanismos de degradación de celdas como el crecimiento del interfaz sólido-electrolito (SEI), deposición de litio (*plating*) y

pérdida de material activo, que permite tener un modelo multifísico de degradación. Ésta, permite estimar experimentalmente los parámetros fisicoquímicos a introducir en el modelo (figura 4 izquierda).

- Desarrollo de una herramienta para estimar el RUL mediante datos de campo. Esta herramienta aplica un filtro adaptativo a la tendencia de degradación más probable calculada por el modelo de envejecimiento y cuantifica la incertidumbre del estimador del RUL (figura 4 derecha).

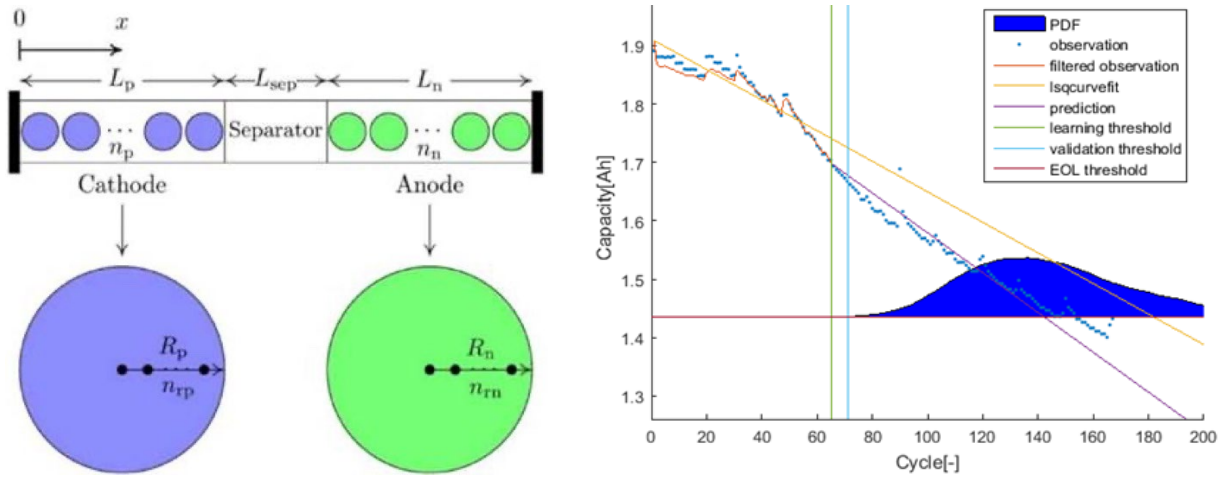



*Figura 4. Representación esquematica del modelo pseudo-2D de una celda (izquierda); resultados de la aplicación de filtro adaptativo para le estimación de RUL (derecha).*

## CONCLUSIONES

El gemelo digital de baterías se presenta como un concepto útil para la integración de este tipo de sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas. Una mejor estimación del estado de las celdas de batería aporta datos para la toma de decisiones de operación y mantenimiento, que redunda en un beneficio para los operadores de plantas de producción, de red y de instalaciones de consumo de energía eléctrica.

El gemelo digital y las técnicas utilizadas para su definición mejoran el estado de arte actual de los BMS comerciales y permiten una integración más eficiente con los sistemas de control de red y/o planta SCADA y EMS.

El gemelo digital presentado en este artículo será validado en los próximos meses en un entorno de laboratorio, si bien la validación de algunos de sus módulos ya está siendo o ha sido realizada.

## AGRADECIMIENTOS

A los equipos de TECNALIA y CIDETEC Energy Storage (BRTA) que están involucrados en el proyecto Red Cervera – Transición Energética –Tecnología Prioritaria 8, “ENERISLA” y, más en general, en la colaboración estratégica entre los dos centros para el desarrollo de nuevas tecnologías y aplicaciones energéticas basadas en el uso de baterías.

## REFERENCIAS

[1] Grieves, M., Vickers, J., 2016, Origins of the Digital Twin Concept, ResearchGate, DOI: 10.13140/RG.2.2.26367.61609

[2] Comisión Europea, 2018, Un planeta limpio para todos: La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitive y climáticamente neutra, COM(2018) 773 final, Brussels

[3] Oyarbide, M.; Arrinda, M.; Sánchez, D.; Macicior, H.; McGahan, P.; Hoedemaekers, E.; Cendoya, I., 2020, Capacity and Impedance Estimation by Analysing and Modeling in Real Time Incremental Capacity Curves. Energies, 13, 4855.

[4] Arrinda M., 2018, Comparison of stochastic capacity estimation tools applied on remaining useful life prognosis of lithium ion batteries; Proceedings of the European Conference of the PHM Society, Vol. 4, No.1.

# GESTIÓN DIGITALIZADA DE LA ENERGÍA, AUTOCONSUMO, MOVILIDAD ELÉCTRICA Y ALMACENAMIENTO (GAMMA)

**Ramón Gero Ciudad**, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Julio César Díaz**, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Noemi González**, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
**Alfredo Quijano**, Ingeniero I+D, ITE, Universitat Politècnica de València

**Resumen:** El objetivo de este arículo es presentar el proyecto GAMMA, el cual tiene como fin implementar pruebas de concepto que validen nuevas soluciones tecnológicas y modelos de negocio para el desarrollo de comunidades energéticas locales. Con este objetivo se dispone de herramientas de modelado y simulación (HiL y gemelos digitales), y de una infraestructura reconfigurable de microgrid en entorno demostrativo que engloba las actuales tecnologías de recursos energéticos distribuidos (DER), como fuentes de generación renovable (RES), sistemas de almacenamiento (ESS) y vehículos eléctricos (VE), de forma que se monitoricen, gestionen y controlen de forma óptima y coordinada a través de herramientas de digitalización. Este piloto integra plataformas digitales que implementan los principios de control inteligente de recursos energéticos distribuidos, para poder validar estos desarrollos mientras se integran en los sistemas de energía tradicionles. De esta forma, en este trabajo se propone una arquitectura funcional, tanto a nivel de software como de hardware, de la plataforma, los principios de su integración, así como de los medios de interacción con cada uno de lor recursos gestionados. En concreto, en el presente artículo se describe la utilización del presente piloto para la validación de los desarrollos de algoritmia de predicción de demanda y generación llevados a cabo en el instituto.

**Palabras clave:** Comunidades energéticas, Digitalización, Almacenamiento, Predicción, Gestión de recursos energéticos distribuidos, BigData, Machine learning

## INTRODUCCIÓN

En el actual contexto de transición energética en el que nos encontramos, el desarrollo de nuevas soluciones tecnológicas centradas en el ámbito de la energía y la sostenibilidad es de vital importancia. Para conseguir el objetivo de un mix energético con menos emisiones de CO2 se necesitan herramientas que favorezcan el uso de energías de origen renovable y que faciliten la integración del almacenamiento energético como pieza clave para maximizar el aprovechamiento de estas fuentes de energía [1] [2].

Además, es importante aportar desarrollos tecnológicos que sirvan para mejorar el control de la red eléctrica, las fuentes de energía y los consumos asociados, consiguiendo mejorar la eficiencia energética al compatibilizar de forma dinámica y adaptada los recursos de generación disponibles y las distintas necesidades de uso energético.

Dicha operación de recursos requiere la implementación de sistemas de control inteligente automatizados para la coordinación DER, medición inteligente y soporte de respuesta a la demanda, sincronización con el sistema energético global, algoritmia de predicción y optimización para una mejor gestión de la incertidumbre de las fuentes de generación no gestionables, así como balance energético a nivel global y local.

## PROYECTO GAMMA

El nuevo laboratorio de digitalización energética del Instituto Tecnológico de la Energía se ha ideado como un entorno demostrativo y de validación en el que poder testear todas estas herramientas innovadoras en el marco de una auténtica comunidad energética. El proyecto cuenta con la cofinanciación de la Generalitat Valenciana a través del Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial, IVACE, y la Unión Europea a través del Fondo Europeo de Desarrollo Regional dentro del Programa Operativo FEDER de la Comunidad Valenciana 2014-2020. (EXP IMDE40/2018/2)

En este entorno de continuo desarrollo e innovación, el piloto GAMMA dispone de las últimas soluciones de digitalización de infraestructuras energéticas, con el objetivo de tener una completa monitorización y control sobre el sistema. Ofrece la posibilidad de gestionar los recursos de forma óptima, remota y descentralizada, mantener la estabilidad de la red, identificar errores en la operación, así como empoderar al usuario final habilitando su participación activa en esta transición y los nuevos mercados energéticos.

En este proceso es de vital importancia utilizar procedimientos y métodos de digitalización estandarizados, asegurando así la interoperabilidad de todos los elementos del sistema y la compatibilidad entre soluciones, permitiendo un desarrollo e integración más rápido de estas en el entorno energético.

De esta forma se facilita la gestión e integración de todos los recursos de energía renovable incluidos en el piloto, así como de las diversas soluciones de almacenamiento energético presentes en el sistema. Sin ellas no sería posible integrar de forma eficiente la generación no gestionable que representan estas fuentes energéticas.

Todo este entorno se encuentra totalmente digitalizado mediante el uso de un conjunto de soluciones computacionales y analíticos basados en modelos de funcionamiento y gemelos digitales (tanto energéticos como eléctricos) de los sistemas involucrados. Con estas herramientas se permite analizar el comportamiento del sistema tanto en tiempo real como mediante históricos, evaluar la eficiencia de los componentes que lo integran, así como otras funciones como el mantenimiento predictivo de los equipos o el análisis del impacto de nuevas soluciones mediante herramientas de modelado y simulación avanzadas [3].

Estas diferentes soluciones, enmarcadas dentro del contexto de las comunidades energéticas, necesitan de un ámbito regulatorio y económico que se adapte a las nuevas condiciones del sistema energético. De esta forma, este piloto demostrativo es el entorno ideal para evaluar nuevos mercados energéticos, como los mercados P2P o de flexibilidad, así como nuevos marcos normativos que permitan la correcta evolución e integración de estas tecnologías.

## Piloto y estructura

Este piloto demostrativo dispone de todas las tecnologías energéticas actuales integradas en un mismo entorno real:

- Generación renovable fotovoltaica y eólica, emulando diferentes tipos de instalaciones dentro de una comunidad energética completa, industrial y doméstica.
- Almacenamiento energético, disponiendo de diferentes tecnologías y presentando diferentes modos de conexión y la posibilidad de reconfigurar su arquitectura de forma que se encuentren de forma centralizada o distribuidos entre diferentes propietarios.
- Movilidad sostenible, englobando todos los sistemas de recarga presentes en el mercado.
- Distintos tipos de consumos, gestionables y no gestionables, dentro del marco de la comunidad que representa ITE, totalmente monitorizados.
- Sensorización de salas, para caracterizar el comportamiento de los usuarios de la comunidad.
- Estaciones meteorológicas para evaluar las condiciones del entorno en tiempo real.

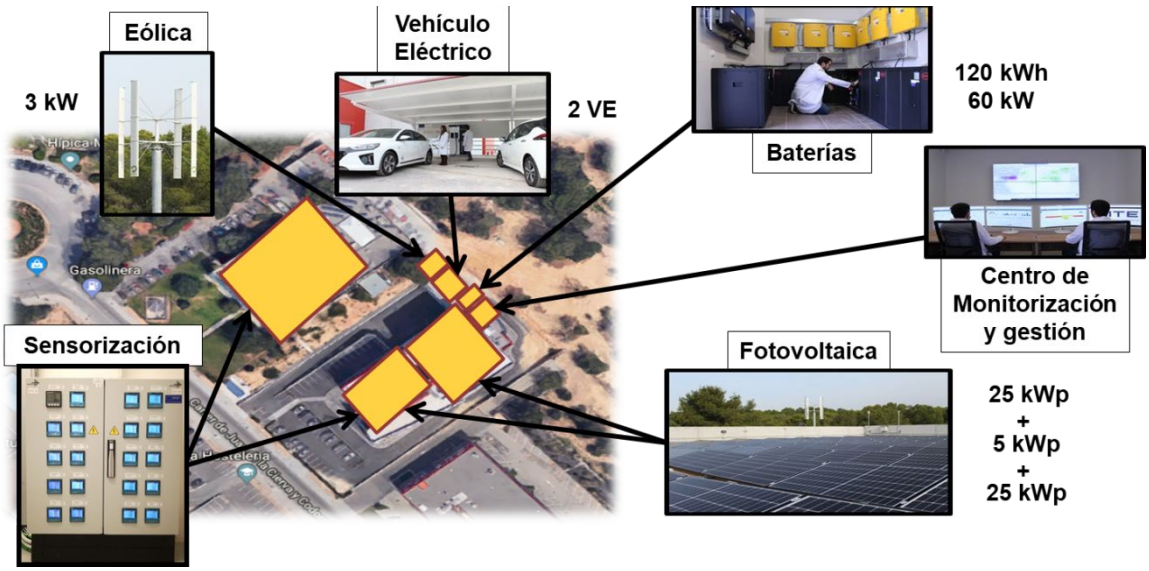



*Figura 1. Esquema del piloto físico del laboratorio GAMMA*

Todos estos sistemas, además de presentarse de forma física en el contexto del piloto, también están digitalizados haciendo uso de herramientas avanzadas de modelado y simulación.

Como nexo entre las capas digitales y reales del piloto, la total monitorización y captura del dato, así como las capacidades de control y gestión remota, permiten probar desarrollos software y de algoritmia de forma rápida y segura, siendo esta una de las actividades principales desarrolladas en el piloto.

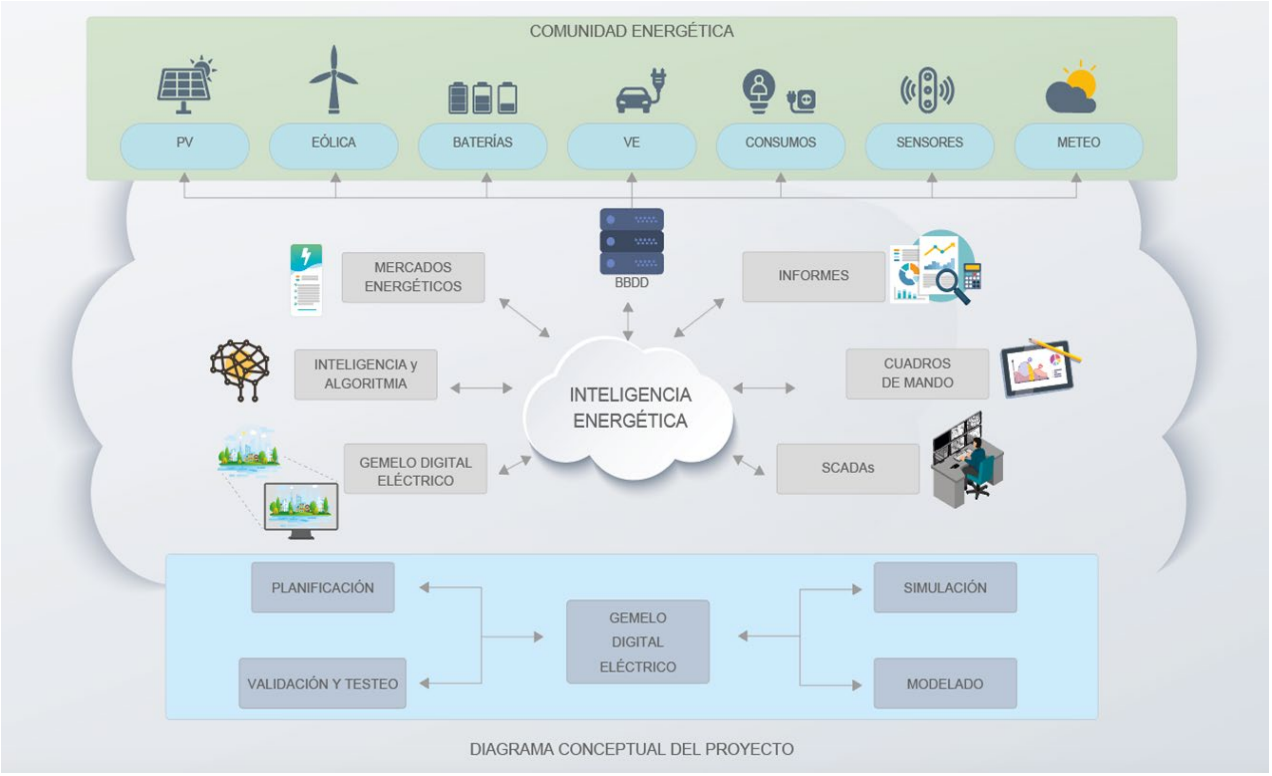



*Figura 2. Esquema de la arquitectura del laboratorio de digitalización energética GAMMA*

En términos de arquitectura de software, los subsistemas se dividen en microservicios, a saber, módulos compactos, acoplados libremente y fácilmente modificables que interactúan mediante protocolos de comunicación estándar y pasarelas tipo REST con la plataforma central, permitiendo la integración flexible de nuevos servicios.

## Objetivo y líneas de trabajo

Las aplicaciones y oportunidades que ofrece este laboratorio para las empresas son múltiples, empezando por la mejora de la trazabilidad de los procesos y la reducción de los costes de mantenimiento y de inversión, además de la integración eficiente y un mayor aprovechamiento de nuevos elementos incipientes en la industria como los recursos energéticos de autogeneración, el almacenamiento eléctrico o la movilidad sostenible. Asimismo, todas estas soluciones contribuirán a la rama social del desarrollo sostenible impulsando la generación nuevos puestos de trabajo.

Dentro de este marco se engloban herramientas para la toma de decisiones antes de acometer inversiones de carácter energético, soluciones de energía colaborativa para maximizar la eficiencia global de los sistemas además de ayudar a la dinamización de la puesta en marcha de comunidades energéticas, nuevas tecnologías para garantizar los certificados de origen de generación renovable mediante la trazabilidad de los procesos, entre muchos otros.

Estas herramientas se engloban dentro de las líneas de investigación del instituto, permitiendo la validación y testeo de desarrollos en los siguientes ámbitos:

- Operación de red
- Gestión y control de recursos

- Planificación de red
- Mercados energéticos
- Gestión de la demanda (activa y pasiva)
- Movilidad sostenible

Asimismo, estas diferentes soluciones, enmarcadas dentro del contexto de las comunidades energéticas, necesitan de un ámbito regulatorio y económico que se adapte a las nuevas condiciones del sistema energético. De esta forma, este piloto demostrativo es el entorno ideal para evaluar nuevos mercados energéticos, como los mercados P2P o de flexibilidad, así como nuevos marcos normativos que permitan la correcta evolución e integración de estas tecnologías.

## Gemelo Digital

Gracias a la sensorización y al tratamiento masivo de datos, todo este entorno se encuentra totalmente digitalizado, permitiendo así desarrollar un gemelo digital energético y eléctrico de la instalación. El gemelo energético reproduce los flujos de potencia del sistema en base a las condiciones meteorológicas y de consumo. Esta distribución de flujos es comparable con la instalación real o una comunidad energética cualquiera una vez adaptado. El gemelo eléctrico reproduce el comportamiento de toda la electrónica de potencia asociada al sistema energético. Sirve para refinar modelos de generación, probar nuevos algoritmos de control y estudiar los límites de estabilidad de la microrred.

Con estas herramientas es posible analizar el comportamiento del sistema tanto en tiempo real como mediante históricos, evaluar la eficiencia de los componentes que lo integran, así como otras funciones como el mantenimiento predictivo de los equipos, el testeo de nuevos algoritmos de control y nuevo equipamiento antes de su implantación y, además, permite simular condiciones extremas para analizar cómo reaccionaría el sistema.

De este modo, este piloto permite certificar y validar nuevos desarrollos en el contexto eléctrico, por ejemplo testeando el cumplimiento de los códigos de red por parte de nuevos elementos a integrar en las nuevas redes inteligentes en base a la legislación actual.

Gracias a la herramienta de HiL y a softwares de simulación avanzados, se permite unificar el mundo digital, de las simulaciones, con el mundo real. Integrando equipamiento físico (como un inversor o un controlador) en la simulación, pudiendo así comprobar el comportamiento de un equipo en cualquier tipología de red sin generar elevados costes y bajo una infinidad de supuestos, reduciendo tiempos hasta su desarrollo comercial [4].

## Algoritmia aplicada

Dentro de las líneas mencionadas, se presta especial atención al análisis de las oportunidades para utilizar tecnologías de inteligencia artificial, en particular, el aprendizaje automático, como parte de la plataforma dentro del piloto, para realizar diversos procedimientos predictivos y de optimización para diferentes aplicaciones.

En particular, a nivel de algoritmia y software, se aplican diferentes técnicas de machine learning y de optimización avanzada para desarrollar soluciones que mejoren la operación y gestión no solo de las redes eléctricas actuales sino también de los sistemas energéticos que puedan surgir como pueden ser, por ejemplo, las comunidades energéticas locales.

A la hora de integrar nuevos recursos energéticos ya sea en redes de distribución o a nivel usuario es fundamental contar con herramientas de planificación que permitan dimensionar y ubicar de manera estratégica estos recursos teniendo en cuenta las características del entorno y las necesidades del usuario. En este sentido, aplicando herramientas de optimización avanzadas, en ITE se desarrollan algoritmos de planificación adaptados a diferentes objetivos y usos.

Otra de las principales líneas de investigación en ITE es el desarrollo de sistemas de gestión de recursos energéticos, y sobre todo, orientados a sistemas de almacenamiento y baterías. Por otra parte, ya que dentro de la transición energética, la electrificación va a jugar un papel fundamental, también se trabaja en el desarrollo de sistemas de gestión enfocados a las estaciones de recarga dentro del concepto de Smart charging o recarga inteligente.

Dentro de estos desarrollos, esta planta piloto juega un papel importante ya que permite testearlos tanto en un entorno real como un entorno simulado bajos diferentes escenarios de operación.

A la hora de gestionar la comunidades energéticas y en concreto, sus recursos, sistemas de almacenamiento, estaciones de recarga etc., es fundamental disponer de buenos algoritmos de predicción que permitan conocer con cierta exactitud la evolución de la demanda y la generación a corto y medio plazo para tomar las correspondientes decisiones de operación y planificación de forma correcta. En este sentido, esta planta piloto proporciona datos reales con los que mejorar los desarrollos y ajustar mejor estos algoritmos de predicción.

A partir de este punto, a modo de ejemplo, se describen las tareas realizadas en el piloto para la validación de los desarrollos de algoritmia de predicción, tanto de generación renovable (especialmente fotovoltaica) así como de demanda, a nivel doméstico y residencial, así como los resultados obtenidos dentro del proyecto.

***Algoritmo de predicción***

El algoritmo de predicción que se ha integrado en el entorno del laboratorio GAMMA se caracteriza por utilizar herramientas avanzadas de predicción, como las máquinas de soporte vectorial (SVM), permitiendo predecir tanto demanda eléctrica como generación fotovoltaica de forma precisa, ya que posibilitan la caracterización de su naturaleza estocástica. Esto se debe a la estructura de dicho algoritmo, combinando la teoría de probabilidad con una combinación de técnicas de aprendizaje supervisado junto con algoritmia metaheurística, haciendo que tanto los datos de generación fotovoltaica, como todo tipo de datos de demanda agregada (industrial, doméstica o comercial), se adapten a este algoritmo. Además, la integración de esta algoritmia como servicio en tiempo real en el piloto, así como sus características de aprendizaje automático, reprentan un avance en el desarrollo de la técnica.

El algoritmo integrado tiene la estructura especificada en la Figura 3. Cabe destacar que su gran versatilidad es fruto no sólo de la estructura que combina todas las técnicas y teorías enumeradas, sino también del hecho de que es capaz de trabajar con variables exógenas, haciendo que la precisión de sus resultados mejore.

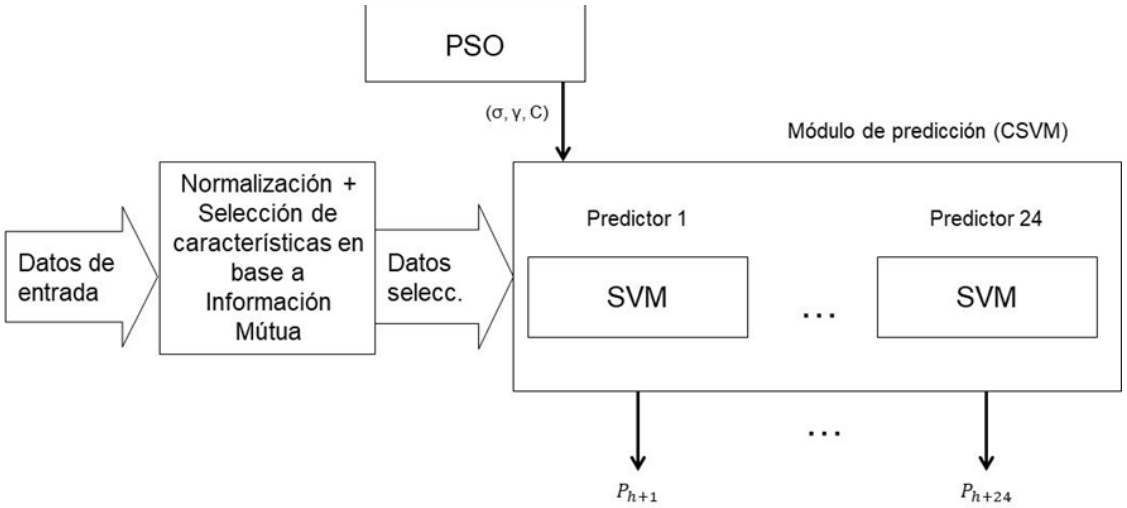



*Figura 3. Esquema de la arquitectura del algoritmo de predicción*

Como se puede ver en la estructura esquematizada en la ilustración, el algoritmo consta de tres partes diferenciadas, que son el pretratamiento de datos, el módulo de optimización, y el módulo de predicción. Esta estructura permite que el conjunto trabaje de tal manera que los datos de entrada son pretratados, y se extraen los datos más significativos de ellos, para que acto seguido estos datos entrenen un conjunto de máquinas de soporte vectorial que se ejecutan en cascada, también denominada CSVM (del inglés Cascaded Suppor Vector Machine), que son optimizadas por un algoritmo metaheurístico, en este caso del tipo PSO (del inglés Particles Swarm Optimization). Como resultado del proceso en conjunto, se obtiene un modelo de predicción que se utiliza para generar las predicciones de demanda y generación fotvoltaica [5] [6].

Por último, cabe destacar que la veracidad y calidad de los datos de entrada condicionan el comportamiento del algoritmo, por lo que en el caso de ser necesarias predicciones auxiliares para generar alguna predicción en concreto, como pudiera ser el caso de la predicción de generación fotovoltaica, es preciso tener una fuente fiable de datos para que la fiabilidad del algoritmo no se vea comprometida.

## Resultados

A continuación se muestran algunos resultados de casos reales de predicciones de demanda eléctrica y generación fotovoltaica en un horizonte de 24 horas, y una resolución de una hora para la producción solar y de quince minutos para el consumo.

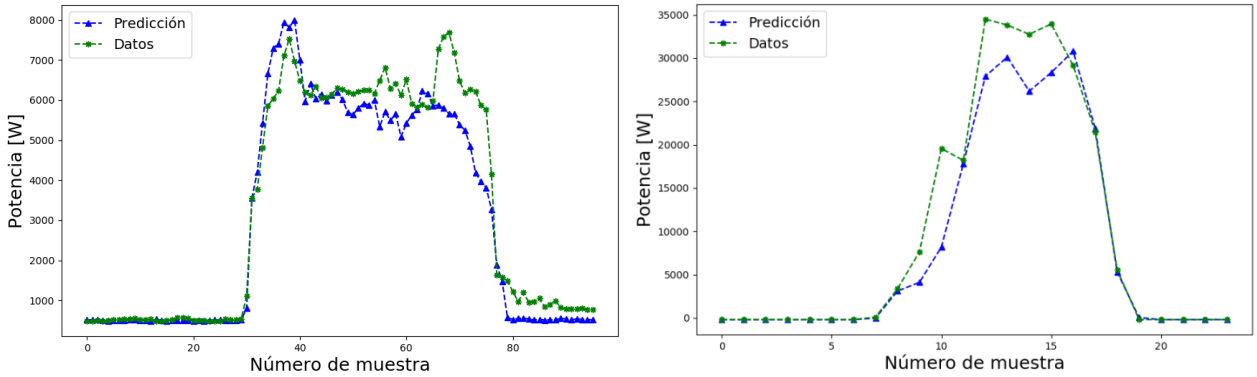



*Figura 4. Predicción de la demanda de un edificio de oficina (izquieda) y de generación fotovoltaica (derecha)*

Como resumen, para un periodo de validación de 2 semanas, se han obtenido indicadores de exactitud de los algoritmos de predicción de un MAE (Mean Absolute Error) de 2,8kW para la generación y 270W para la demanda, lo que suponen un 5,7% de la potencia instalada para la instalación fotovoltaica, y un 3,9% de la potencia pico para la demanda asociada.

## Conclusiones

La actual emergencia climática necesita de nuevas herramientas que favorezcan la transición energética que nos espera. El piloto GAMMA se convierte en el entorno perfecto para el correcto desarrollo de estas soluciones por parte de las empresas, impulsando el futuro sostenible desde la tecnología y la innovación a través de la digitalización de la energía y la utilización de gemelos digitales.

En este contexto, el piloto nos permite validar desarrollos de forma rápida, flexible y fiable, para acelerar la integración de nuevas soluciones en el mercado, posibilitando así su desarrollo comercial en un menor tiempo y coste. En concreto, los resultados obtenidos en la validación de los algoritmos de predicción han permitido ajustar los parámetros en un entorno real demostrativo, además de evaluar su rendimiento y fiabilidad, antes de ser implantados en soluciones comerciales, donde pueden representar un factor diferenciador y un valor añadido importante para las plataformas de gestión energética y la optimización de la operación de los recursos en una comunidad energética.

## REFERENCIAS

[1] Directive (EU) 2019/944
[2] Directive (EU) 2018/2001
[3] S. K. Andryushkevich, S. P. Kovalyov, E. Nefedov “Composition and application of power system digital twins based on ontological modelling” (Proceedings of the 17th IEEE International Conference on Industrial Informatics INDIN’19, 2019, pages 1536–1542).
[4] P. Kotsamopoulos, D. Lagos, N. D. Hatziargyriou “A benchmark system for Hardware-in-the-Loop testing of Distributed Energy Resources” IEE Power and Energy Technology Systems Journal PP(99):1-1, 2018.
[5] E. Ceperic, V. Ceperic y A. & Baric, “A strategy for short-term load forecasting by support vector regression machines” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, nº 4, pp. 4356-4364, 2013.
[6] X. Guo y J. & Su, “Improved Support Vector Machine Short-term Power Load Forecast Model Based on Particle Swarm Optimization Parameters” Journal of Applied Sciences, vol. 13, nº 9, pp. 1467-1472, 2013.

# INICIATIVA ESTRATÉGICA ALMAGRID: INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA APLICACIONES DE RED

**Dr. Ione Cendoya**, Jefe de Proyectos, Cidetec Energy Storage
**Dr. María Yáñez Díaz**, Jefe de Proyectos, Cidetec Energy Storage
**Dr. Oscar Miguel Crespo**, Director Cidetec Energy Storage

**Resumen:** La integración de energía renovable en la Red Eléctrica para contrarrestar el cambio climático resulta vital en el contexto energético actual. En el PNIEC 2021-2030, se definen los objetivos para la transición energética en España donde el almacenamiento de energía en baterías electroquímicas es un factor clave. La Red de Excelencia Cervera ALMAGRID, integrada por CIDETEC, TEKNIKER, ITE y CIRCE, tiene como objetivo configurar un marco estable de colaboración entre centros tecnológicos para ejecutar un plan de actuaciones destinadas a desarrollar sistemas de almacenamiento avanzados que den respuesta a las necesidades de integración masiva de tecnologías de generación renovable en la red eléctrica. A través de un Plan Estratégico de Colaboración, la iniciativa ALMAGRID está orientada a desarrollar soluciones y aportar valor a la industria española en el ámbito del almacenamiento de energía de forma que se incremente su competitividad y posicionamiento en el sector. Desde una situación inicial de excelencias individuales, ALMAGRID contempla un escenario final de excelencia reforzada y de esfuerzos coordinados que maximice el impacto de los resultados generados en la industria española y posicione a la red como una referencia en el sector. Todo ello bajo el lema: "Juntos hacemos más, mejor, y llegamos más lejos".

**Palabras clave:** Materiales activos, Membranas poliméricas, Almacenamiento de Energía, Baterías Li-ion, Baterías Zinc-aire, Baterías de Flujo, Redes Eléctricas, Smart grids

## INTRODUCCIÓN

La integración de energía renovable en la red eléctrica resulta vital en el contexto energético actual para contrarrestar el cambio climático y reducir la dependencia de las importaciones de energía. La Comisión Europea (CE) ha presentado recientemente el 'EU Green Deal' que incluye una serie de acciones para impulsar el uso eficiente de los recursos que abarcan todos los sectores de la economía haciendo hincapié en aquellos que producen más emisiones, como el transporte, el sector energético o la industria [1]. La CE pretende rebajar las emisiones en un 50% o un 55% para el año 2030 como hito intermedio, en el camino hacia el objetivo de Europa sea el primer continente con cero emisiones para 2050. La producción y el uso de energía suponen más del 75 % de las emisiones de efecto invernadero de la Unión Europea (UE), por lo que resulta prioritario descarbonizar este sector y priorizar el uso de energías renovables gracias a la modernización de infraestructuras y la eficiencia energética.

Por su parte, en línea con la estrategia de la CE, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 establece los objetivos, políticas y medidas a seguir durante los próximos años, con la meta 2050 de neutralidad de carbono en la UE [2]. La consecución de los objetivos planteados transformará el sistema energético español gracias al aprovechamiento de manera eficiente del potencial renovable, particularmente, el solar y el eólico. En este proceso de transición energética, el primer reto que debe resolverse es la variabilidad de tales recursos. Pero existen otros retos con implicaciones considerables cuando la cuota de renovables es muy elevada relacionada con inconvenientes técnicos intrínsecos a la naturaleza de las tecnologías. Por lo tanto, el éxito de la transición energética dependerá de nuevos desarrollos tecnológicos que doten al sistema eléctrico basado en fuentes renovables de las capacidades de gestionabilidad y flexibilidad de las fuentes convencionales.

El almacenamiento de energía en baterías se identifica como un factor clave para facilitar la integración de mayores volúmenes de energía renovable en el sector energético y contribuir en este sentido [3]. Las necesidades identificadas en el sector del almacenamiento de energía, desde los integradores hasta los usuarios finales se relacionan con la búsqueda de sistemas de alta durabilidad, seguridad, bajo coste y sostenibilidad medioambiental, lo que se traduce en diseños flexibles de celda y electroquímica a la carta, desarrollo de electrodos libres de materiales tóxicos y reducción de coste a través del aumento de la velocidad de producción y minimizando rechazos y consumo de energía. La actividad del proyecto ALMAGRID, se encuentra plenamente alineada tanto con la estrategia general europea, como con las acciones requeridas para responder a las necesidades del sector.

# PROYECTO ALMAGRID

La iniciativa estratégica ALMAGRID, reconocida por el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) como Red de Excelencia Cervera, se articula en torno a cuatro centros de investigación tecnológica con un alto grado de especialización y excelencia en el sector de la Energía. Estos centros son CIDETEC Energy Storage, que actúa como coordinador, TEKNIKER, ITE y CIRCE.

El objetivo general de la Red Cervera ALMAGRID es contribuir a la consecución de los retos planteados mediante desarrollos tecnológicos y de mercado, relacionados con tecnologías de almacenamiento eléctrico que permitan asegurar el requerido nivel de flexibilidad para la distribución y transmisión de la electricidad. Asimismo, la Red ALMAGRID persigue unos objetivos de fortalecimiento de las capacidades de I+D de las tecnologías de los centros al servicio de la industria, así como el incremento de la capacidad de colaboración y de transferencia de resultados a las empresas españolas. Dentro de los objetivos de posicionamiento tecnológico, se desarrollarán materiales, componentes y sistemas de almacenamiento optimizados para suministrar una serie de servicios de red estratégicos que alivien el impacto de las tecnologías renovables variables e intermitentes. Esta estrategia se ve reforzada por actividades complementarias de formación de personas, de internacionalización, de forma que se maximicen los impactos de la actividad, tal y como se ilustra en la Figura 1.

*Figura 1. Visión estratégica de la RED ALMAGRID.*

# METODOLOGÍA

El extenso conocimiento de los integrantes de la Red ALMAGRID a lo largo de la cadena de valor de tecnologías de almacenamiento de energía en baterías y sobre el sector eléctrico será puesto en común para aprovechar las sinergias y complementarse entre ellos. Por lo que se refiere al enfoque temático, la especialización de los cuatros centro tecnologico se presenta resumida en la Tabla I.

ALMAGRID refuerza esta generación de tecnología desde dos frentes en la cadena de valor, que de manera simplificada podemos reducir a "Materiales → Tecnologías de almacenamiento → Aplicaciones de red", tal y como se observa en la Figura 2. La propuesta ALMAGRID gira en torno a un eje de desarrollo tecnológico reforzado por una serie de actividades complementarias necesarias para apuntalar la estrategia. Por ello, se ha planteado un diagrama de flujo circular, donde todas las líneas de actividad están abiertas de manera permanente

| Centro Tecnológico | Especialización y Excelencia |
|---|---|
| cidetec energy storage | Diseño y desarrollo de tecnologías de almacenamiento de interés para aplicaciones estacionarias y de red: Baterías de Litio-Ion y Baterías de Zinc-Aire |
| Tekniker | Diseño y desarrollo de tecnologías de almacenamiento de interés para aplicaciones estacionarias y de red: Baterías de Flujo Redox |
| ITE | Materiales para Baterías de Litio-Ion y de Flujo Redox: Membranas poliméricas conductoras y materiales carbonosos |
| circe | Tecnologías de la red eléctrica y sistemas energéticos estacionarios como uno de los dos campos estratégicos principales donde las tecnologías de almacenamiento eléctrico |

*Tabla I. Especialización de la Red de Excelencia Cervera.*

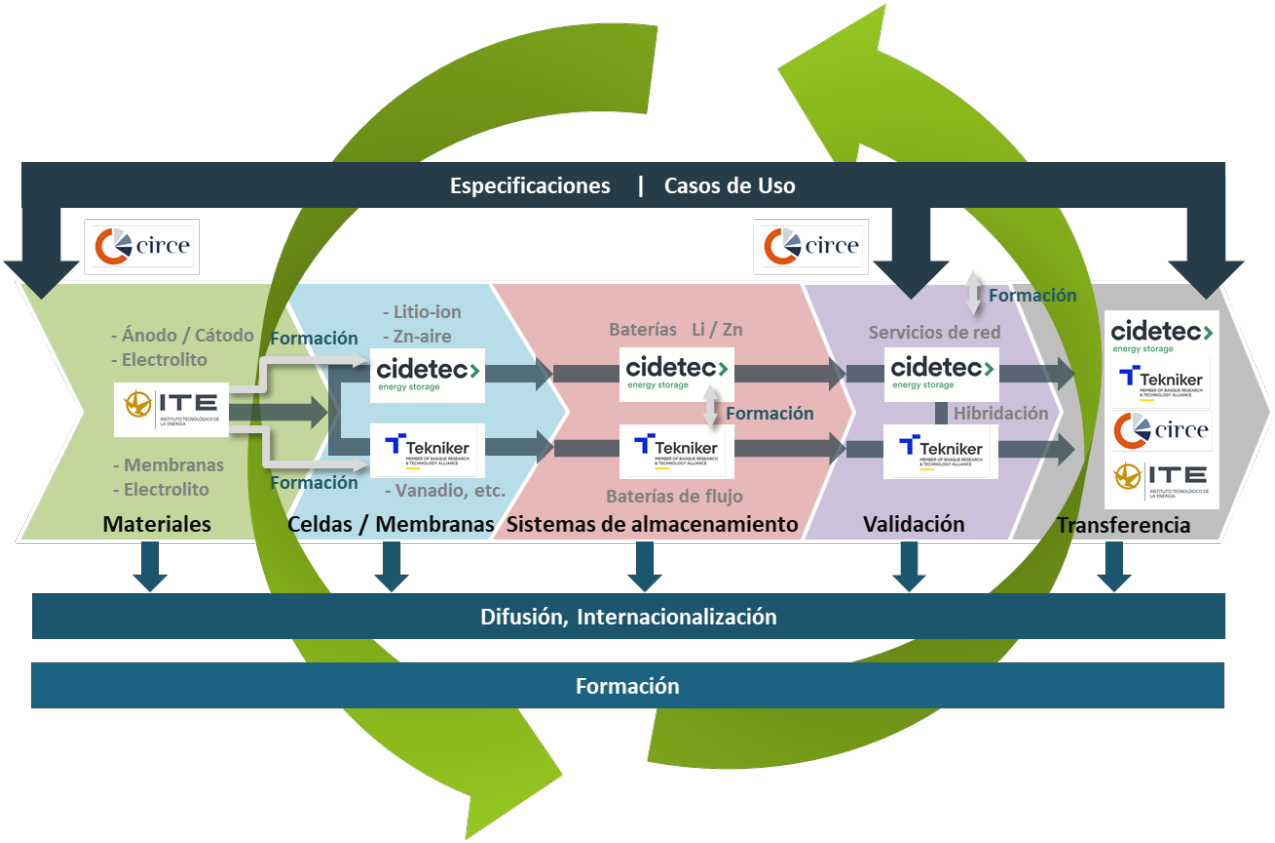



*Figura 2. Cadena de Valor de la Red ALMAGRID.*

## RESULTADOS EXPLOTABLES

El proyecto gira en torno a un eje de desarrollo tecnológico en el que se han identificado y descrito varios resultados explotables relacionados con las tecnologías de almacenamiento eléctrico que permitan asegurar el requerido nivel de flexibilidad para la distribución y transmisión de la electricidad. En esta sección se describen dichos activos en el que se incluye la descripción, ventajas principales de la tecnología y su valor diferencial en el proyecto ALMAGRID.

***Batería de Zn-Aire recargable con componentes avanzados y nuevo diseño estructural***

Se trata de un nuevo diseño estructural de celda Zn-Aire que permite aumentar la reversibilidad de la tecnología. Actualmente no existen en el mercado baterías comerciales de Zinc Aire eléctricamente recargables, como consecuencia de la baja reversibilidad del sistema. El desarrollo propuesto permitiría mejorar de forma considerable la reversibilidad / durabilidad de la batería y permitiría la introducción de esta tecnología en el mercado como competencia de las baterías de plomo ácido actuales.

***Desarrollo de separadores microporosos para las baterías de Zn-Aire***

Desarrollo de separadores microporosos a la carta (síntesis, caracterización físico-química y electroquímica de los componentes) para ser usados en baterías Zn-aire avanzadas. Se partirá de polímeros basados en sulfonas y/o fluorados y agentes porógenos de diferente naturaleza para obtener membranas con tamaños de poro y superficies adecuadas frente a las especies de interés.

***Materiales mejorados para baterías de Litio-ion de Alto voltaje***

Componentes de baterías de Li-ion de alto voltaje, separadores y ánodos Silicio/Carbono (Si/C), diseñados a la carta para evitar procesos de "leaching" de Mn y cambio de volumen en el silicio (problemas en componente actuales, respectivamente), y den lugar a un aumento de la ciclabilidad de este tipo de baterías (15%). En el caso de los ánodos de Si/C, los materiales de carbono se obtendrán a partir de biomasa, aumentando así la sostenibilidad del componente y, por tanto, en la batería global (5%).

***Desarrollo de membranas a la carta para ser usadas en baterías flujo redox avanzadas***

Desarrollo de membranas a la carta para ser usadas en baterías flujo redox avanzadas. Se partirá de polímeros a funcionalizar de manera selectiva y ajustada al electrolito novedoso centrado en un polímero base de bajo coste. Se persigue la mejora de prestaciones de las baterías (elevada eficiencia a largo de los ciclos) mediante el control del crossover además de valorar el uso de polímeros que mejoren en sostenibilidad.

***Desarrollo del electrodo de aire bifuncional multicapa para baterías de Metal-aire recargables***

Desarrollo del electrodo de aire bifuncional multicapa para baterías de Metal-aire recargables. Con este diseño de electrodo, es posible incluir en cada capa los materiales y concentraciones óptimos para controlar distintos parámetros tales como la porosidad, mojabilidad, etc. del electrodo bifuncional de aire. En este sentido, sería posible obtener una mejor respuesta electroquímica de la tecnología hacia la búsqueda de un electrodo de aire que permita mejorar la densidad de potencia de los prototipos actuales de baterías de Zinc-Aire eléctricamente recargables.

***Formulación de un nuevo electrolito para baterías de flujo redox en base agua y polioxometalatos***

Formulación de un nuevo electrolito para baterías de flujo redox en base agua y polioxometalatos (especies redox con al menos cuatro estados de oxidación) como alternativa a la química del vanadio, con el objetivo de aumentar la eficiencia, la sostenibilidad y la seguridad a la vez de reducir el coste del almacenamiento energético.

# DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

La industria española del sector eléctrico se enfrenta a múltiples retos a nivel de generación, transporte y distribución, debiendo tomar las medidas necesarias para cumplir con las directivas europeas de implantación de energías renovables, y como tecnología facilitadora clave, de soluciones de almacenamiento de energía punteras y competitivas.

Por otro lado, y según se muestra en el PNIEC 2021-2030, la transición energética en España permitirá la generación de empleo y movilizará inversión pública y privada además de impactar de forma positiva en la salud por la mejora de la calidad del aire. El plan estratégico que aborda ALMAGRID contribuirá a la superación de los retos actuales que enfrenta la transición energética y por lo tanto impactará de forma positiva en dichos aspectos.

ALMAGRID surge con el objetivo general de contribuir a la consecución de los retos planteados mediante desarrollos tecnológicos y de mercado, relacionados con tecnologías de almacenamiento eléctrico que permitan asegurar el requerido nivel de flexibilidad para la distribución y transmisión de la electricidad.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar su agradecimiento a los centros CIDETEC Energy Storage, Tekniker, ITE y CIRCE acreditados como "Centro de Excelencia Cervera" en relación con el "Desarrollo y optimización de componentes y sistemas de acumulación energética" recibiendo una ayuda para la Integración de Tecnologías Avanzadas de Almacenamiento de Energía para Aplicaciones de Red (ALMAGRID)" (Expte: CER-20191006) a través del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) dependiente del Ministerio de Ciencia e Innovación.

## REFERENCIAS

[1] European Commission, 2019. A European Green Deal: Striving to be the first climate-neutral continent. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en (28 Sep 2020).

[2] PNIEC, 2020. Borrador actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Madrid. Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico.

[3] BATTERY 2030+ Roadmap, 2020, Inventing the Sustainable Batteries of the Future, Research Needs and Future Actions.

# GRID MINING - CLAVE EN LA CIRCULARIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

**Jorge Sánchez Cifuentes**, CSV y Economía Circular, e-distribución

**Resumen:** En el artículo se presenta la red de e-distribución con sus más de 316 mil kilómetros de líneas desde un punto de vista diferente al convencional y se resuelven preguntas básicas desde el concepto de la minería urbana, tales como ¿Cuánto pesa la red de distribución?, ¿Qué materiales la componen? ¿Cuánto material generamos como residuo derivado de las operaciones de la evolución de la red? y ¿Cuál es el destino final de los residuos? Entendiendo el ciclo completo de los materiales podremos avanzar en la aplicación de la Economía Circular en el ámbito de la distribución eléctrica. El objetivo es definir y sustentar un nuevo concepto que hemos denominado GRID MINING estableciendo sus particularidades como la composición de su veta y flujo de materiales, y que tendrá un impacto significativo en las empresas y en su entorno.

**Palabras clave:** Grid Mining, Economía Circular, reciclado Metales, retención de valor, minería urbana.

## INTRODUCCIÓN

Desde el final del neolítico y con el comienzo de la edad de los metales el hombre comenzó con la extracción de metales de la tierra. En estos más de 7.000 años de extracción, se calcula que ya tenemos más metales fuera de la tierra que en el subsuelo a una distancia económicamente viable.

Sin embargo, con las nuevas tendencias de Economía Circular, donde se promueve la adopción de ciclos naturalistas en los que al final de la vida útil de un bien, éste se tiene que convertir en el inicio o alimento de la etapa siguiente, se pretende romper el uso lineal de los materiales y racionalizar su uso.

Estos dos hechos han empujado la creación del concepto de Minería Urbana, es decir, considerar los asentamientos urbanos como una mina a nuestra disposición de la que podemos aprovechar los recursos y materiales existentes al final de la vida útil de los productos, evitando así en lo posible la extracción de nuevos recursos. Productos similares a los que estamos desechando hoy por obsolescencia en los vertederos cobran de nuevo un valor. Este concepto cada vez está ganando más importancia a nivel mundial como se puede comprobar en una búsqueda simple en la herramienta Ngram de Google (*Figura 1*) el gran incremento de aparaciones desde el año 2010

Las ventajas del concepto de la Minería Urbana son múltiples, además del trivial de retener el valor del producto previamente extraído. Resulta clave la ventaja que supone que la energía necesaria para reciclar muchos materiales, y en concreto los metales, es menor que la necesaria para su extracción y refino. Teniendo en cuenta que las vetas restantes tienen cada vez menor pureza de material y están más explotadas, necesitarán en el futuro más dedicación de recursos para extraer y refinar la misma cantidad de material.

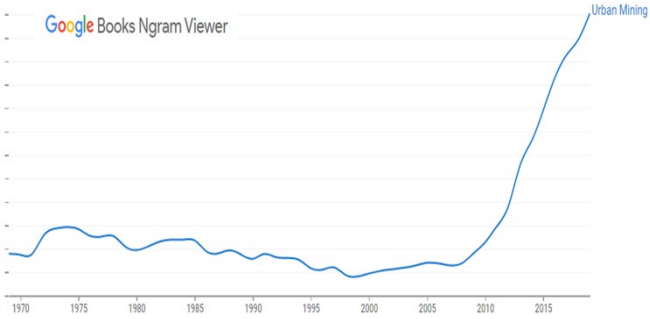



*Figura 51. Aparición del término Mineria Urbana.*

Pero ¿qué es una mina urbana y cómo la definimos? Una mina se puede caracterizar de una forma simple por el tamaño, localización y composición de su veta y por su pureza. Así en la ciudad tendremos áridos, hormigón, hierro, acero, cobre, aluminio, oro, plata, plásticos, etc. y, por los requerimientos de los nuevos productos, cada vez se incluyen más materiales basados en tierras raras.

En este sentido, existen ya diferentes informes sobre el stock y diversidad de materiales disponibles en las minas urbanas y se ha visto que, por ejemplo, con los materiales contenidos en las ciudades de Japón (National Institute for Materials Science, 2008) se podría abastecer varias veces la demanda mundial de las materias primas fundamentales, pudiendo modificarse así la geoestrategia mundial si se tuvieran en cuenta los stocks urbanos disponibles.

En el artículo se estudia la red de distribución para el caso de la empresa e-distribución del Grupo Endesa, con sus más de trescientos mil kilómetros de líneas eléctricas, desde un punto de vista algo diferente al que siempre hemos leído. Además, tratamos de resolver preguntas básicas desde el concepto de la minería urbana sobre ¿Cuánto pesa la red de distribución?, ¿Qué materiales la componen? ¿Cuál es el rendimiento de la mina?, es decir, ¿Cuánto material se genera

como residuo derivado de las tareas de operación, mantenimiento y evolución de la red? Y ¿Cuál es el destino final de la chatarra que generamos por estas operaciones? Entendiendo el ciclo de vida completo podremos avanzar en la aplicación de la Economía Circular al negocio de la distribución eléctrica.

En definitiva, el objetivo es definir y sustentar un nuevo concepto que hemos denominado "**GRID MINING**" estableciendo sus particularidades, entradas y salidas de material, procesos y necesidades de información necesarias y que entendemos tendrá un impacto significativo en las empresas distribuidoras de electricidad y en la economía local donde estamos ofreciendo servicio.

## CONCEPTO "GRID MINING"

Grid Mining o Mina de Red es la extensión del concepto de la minería urbana, creado en el contexto de la Economía Circular, aplicado las infraestructuras eléctricas que trata de modelar las características y composición de la veta (en este caso concreto principalmente compuesta de metales, porcelanas y plásticos), de entender cómo se comporta el flujo de materiales primarios en la mina con el objetivo de mejorar la planificación de extracción de materiales y métodos de tratamiento que permitan retener el valor de los materiales de la red de distribución.

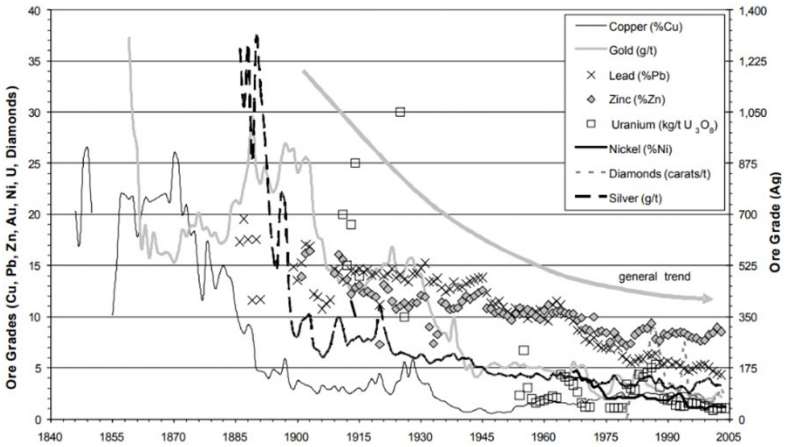



*Figura 52. Disminución de la pureza de las vetas (G. Mudd, 2005)*

Una de las preguntas que podemos plantearnos es ¿Por qué ahora, si las redes eléctricas llevan decenas de años en activo? La respuesta es compleja y multidimensional.

Primero, la concentración de materiales en las redes elécrticas tiende a estabilizarse cuando se alcanzan parámetros de calidad y penetración como los que tenemos actualmente en España, teniendo un crecimiento en muchos casos vegetativo, derivado principalmente del aumento de la población y la reposición o renovación de los activos. Si bien es cierto que estamos aumentando la intensidad energética y se están creando nuevos usos de la energía (como por ejemplo el coche eléctrico), podemos ver cómo la Agencia Internacional de la energía prevé crecimientos de demanda casi planos debidos al incremento simultáneo de la eficiencia energética, que contrarresta el crecimiento de la demanda por nuevos usos.

El segundo aspecto a destacar es que la demanda mundial de materias primas no para de crecer y cada vez más las vetas mineras tradicionales tienen menor pureza, son más difíciles de extraer y requieren una mayor cantidad de energía, como recoge (Mudd, 2005) y se muestra en la Ilustración 1. Este efecto hace que la extracción y refino sean cada vez más caros, se necesite más energía y se genere una mayor cantidad de residuos y gases nocivos. Es decir, pese a la mejora tecnológica se hace que cada vez menos competitiva la extracción de metales.

Un caso claro es el aluminio. Como podemos ver en la Figura 3, para producir un kilogramo de alumnio se necesitan 212 MJulios (IRP 2014, del programa de las Naciones Unidas) de energía para ser extraído y procesado, mientras que el consumo energético necesario para su reciclado una vez recolectado es de tan sólo 17,5 MJulios (Kusik & Kenahan, 1978). Es decir, con la energía ahorrada reciclando una lata de aluminio podemos mantener encendida una bombilla de 100 Watios durante casi 4 horas.

Aunque esta diferencia para el acero no es tan significativa, si tenemos en cuenta que la demanda mundial de acero es muy superior a la del aluminio, en términos absolutos su extracción y procesamiento representa la mayor demanda de energía en comparación con todos los metales. Cada año aumenta cantidad de la chatarra que utilizamos para la producción de acero. En 2017 de los 1,69 millones de toneladas producidas a nivel mundial se procesaron en torno a 600 millones de toneladas de chatarra.

De forma similar a la mayor demanda energética necesaria para la extracción, los precios de material reciclado para algunos metales están consiguiendo ser más atractivos, haciendo así que cada vez más se esté concentrando la industria en el reciclado de metales y previendo en algunos casos sustituir la extracción por el reciclado en el horizonte del 2050.

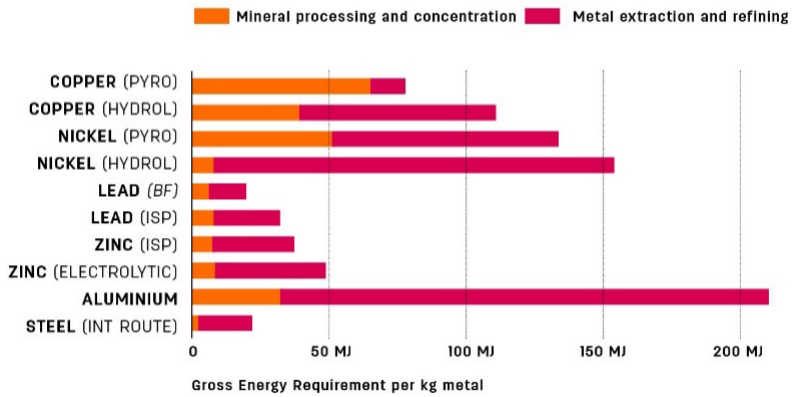



*Figura 53. Energía necesaria para producción de metales (UN-IRP, 2014)*

En Europa existe la iniciativa Urban Mining (Urban Mine Platform, 2020), que ha estudiado los recursos existentes en baterías, equipos de electrónica de consumo y vehículos obteniendo el stock, los flujos, precios y materiales contenidos en los equipos en uso, estableciendo un primer caso relevante para la extensión del concepto en Europa.

Pero quizás la dimensión clave es la concienciación de la población en la conservación medioambiental y por el impulso de la Economía Circular en la Unión Europea y los Estados Miembros. Desde hace años estamos viendo como la presión por el reciclaje ha ido en aumento, al igual que la colaboración ciudadana, intentando dar el siguiente salto y avanzar para poder reparar, reusar, refabricar y recuperar completando así las 5 "R" claves para la implantación de la Economía Circular y la disminución de materiales que acaban en los vertederos. La minería urbana puede que sea la última opción en un ámbito global, pero resulta clave en el ámbito de la distribución eléctrica para poder retener el valor de los materiales que conforman la red.

## FLUJO DE MATERIALES

Como hemos visto, una mina se caracteriza por la composición de su veta en cuanto a la pureza del material a extraer, su tamaño y su capacidad de producción. En el caso de la red de distribución, tenemos principalmente metales como materiales constituyentes de los activos en servicio, principalmente: cobre, aluminio y acero.

Cada una de las categorías se podría subdividir en función de cómo tenemos el material en la red y de cómo se genera el residuo, así podríamos tener:

- Cobre: limpio, varillas, pletinas, cable subterráneo o cobre mezclado o en aleaciones como el bronce, recubierto de PVC, como residuo peligros en equipos con aceite, etc.;
- Aluminio: en cables con alma de acero, limpio o recubierto con PVC;
- Acero: por facilidad de análisis, se incluyen los distintos tipos de material férrico como el acero inoxidable, aleaciones, hierro dulce o fundido y chapajos contenidos en la aparamenta eléctrica.

Cada uno de estos materiales tiene su tratamiento de separación específico, clasificación y control de calidad para que se puedan fundir y entrar directamente en una nueva cadena productiva. Como subprductos del proceso se generan plásticos y otros residuos que pueden ser reciclados o valorizados en cogeneraciones. Finalmente, las mermas del proceso que serán los materiales que por sus características o estados deban llevarse a vertedero o destrucción, por su consideración de residuos peligrosos y con el fin de cumplir con los reglamentos de residuos sólidos.

Para caracterizar la Mina de Red es clave conocer tres parámetros que condicionarán su valor: la entrada de materiales a la mina ("inflow"), el tamaño de la mina ("stock") y la salida o capacidad de producción representada por la cantidad de material que es posible obtener de la mina ("outflow").

## ENTRADAS ("INFLOW")

El primer parámetro, quizás es una de las características más distintivas entre la mina de red y la mina tradicional. Mientras que en la Mina de Red aumenta al incorporar nuevos activos a la infraestructura para la ampliación de su

capacidad o mejora de calidad, en la mina tradicional la veta suele ser estable en tamaño a lo largo de los años de explotación.

La red de e-distribución (e-distribución, 2020) ofrece servicio de distribución eléctrica en España en 27 provincias de 10 comunidades autónomas, lo que supone llegar a 22 millones de habitantes mediante más de 316 mil kilómetros de líneas, 1.284 subestaciones y casi 127 mil centros de transformación. Como se comunicó a los mercados en el último plan de inversión, e-distribución invertirá en refuerzos de red 2.000 millones de euros en el periodo de 2019-22. Esta inversión está destinada a dar continuidad a la adaptación de las redes a los nuevos escenarios de demanda y se traduce principalmente en la puesta en servicio de nuevas líneas, subestaciones, centros de tranformación y equipos de control que se incorporan a los activos existentes, por lo que las inversiones representan la principal entrada de materiales a la mina de red.

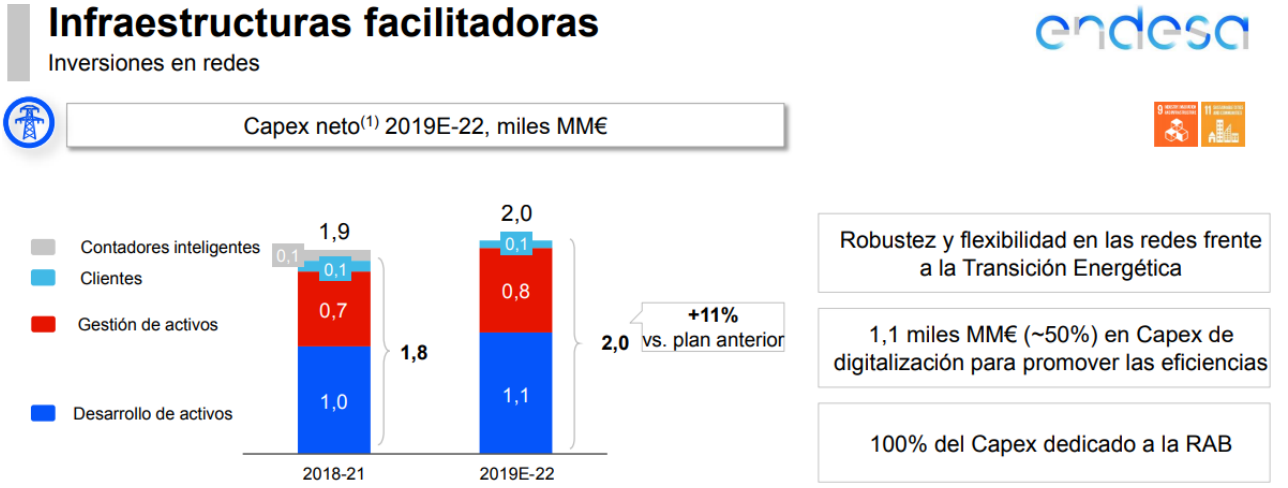



*Figura 54. Inversiones en redes en e-distribución para el periodo 2019-22*

A efectos del estudio y simplicidad del artículo, la entrada de materiales es significativamente menor que el stock y similar a la salida de materiales de la mina, por lo que no se profundizará más en su análisis.

## STOCK

Para conocer el stock de materiales contenidos en la red tendríamos que pesar todos los activos de red y conocer su composición. En principio parece fácil, pero la red de e-distribución (como las de otras empresas de distribución) se ha creado por la concatenación de una serie de redes pioneras que tenían sus propios estándares y fabricantes de equipos que ya no están en el mercado o fabricantes que han cesado su actividad.

Sin embargo, como punto positivo, desde hace relativamente poco tiempo los proveedores de equipos están publicando las Declaraciones Ambientales de Producto (DAP), donde recogen los materiales necesarios para la fabricación de sus equipos, referencias claves para conocer los materiales que integrantes de la red.

En una primera aproximación, para el cálculo del stock se han tenido en cuenta los materiales que componen los siguientes elementos de la red:

- las líneas de distribución, tanto aéreas como subterráneas;
- las torres metálicas en subtransporte y media tensión;
- los transformadores en todos los niveles de tensión;
- las celdas (cabinas, interruptores) de la red de baja y media tensión.

| Material | Peso (toneladas) |
|---|---|
| Aluminio | 434.778 |
| Cobre | 89.952 |
| Acero y hierro | 461.925 |
| **Total** | **986.655** |

*Figura 55. Composición del stock de e-distribución*

Con estas aproximaciones, el cálculo de los valores de **stock de metales de e-distribución** a fecha de redacción del artículo arroja un total de **986.655 Toneladas**, cuyo desglose en los materiales principales se recoge en la *Figura 5*.

Entrando en el detalle, e-distribución tiene en servicio activos de más de 25 fabricantes diferentes, con decenas de miles de referencias de productos en diferentes versiones. Por ejemplo, de las casi 276 mil celdas de media y baja tensión existen unos mil modelos diferentes con pesos y composiciones de materiales diferentes. De forma similar, en los transformadores de media-baja tensión, la diversidad de equipos es enorme y por ello se han realizado agrupaciones clústers mediante métodos estadísticos de análisis por conglomerados para aquellas referencias de las que no se dispone de información ambiental del producto o del proveedor, lo que ha permitido asignar pesos y materiales a equipos, permitiendo así calcularlo manteniendo el margen de error acotado.

Se recogen a continuación a modo de ejemplo, los centros de los clústers utilizados y las principales consideraciones que se han realizado en el cálculo del stock actual de la red e-distribución:

Líneas y cables:

- Descomposición en circuitos simples con la distancia 3d, incluyendo las variaciones de terreno, pero sin incluir la flecha del vano de las líneas aéreas;
- Inclusión de la línea de tierra sólo en subtransporte;
- Agrupaciones por sección y tipo de cable asimilándolo a las referencias conocidas (Kg/km $mm^2$).

Torres metálicas: Uso de los valores normalizados (400, 500 y 1.500 daN) como centros de clúster en los casos en que no se tiene información del fabricante:

Transformadores MT/BT: Agrupados por niveles de potencia y 10% de devanado de aluminio y 90% de cobre.

Celdas MT/BT: agrupadas en caso de no tener referencias de fabricantes en su nivel máximo de tensión creando dos clústers de centros de 24 kV y 36 kV.

Como se comentaba anteriormente, no se han tenido en cuenta para este artículo otros materiales como plásticos (carcasas de los 22,5 millones de contadores, aislantes de cables, etc.), porcelanas (principalmente de aisladores en líneas y en transformadores), resinas contenidas en diversos equipos, equipamiento electrónico y de comunicaciones (protecciones, remotas, contadores, etc.), baterías, maderas, y materiales de construcción… por lo que el stock de la mina es en todo caso mayor y mucho más complejo del que aquí se describe, pero se ha preferido mantener una línea argumental que no dificultara la comprensión del concepto de mina de red expuesta en el artículo.

## SALIDAS (“OUTFLOW”)

El tercer parámetro que define la Mina de Red es la salida o la producción de la mina. En el caso de una empresa de distribución eléctrica el residuo no está relacionado directamente con el negocio principal, es decir no se generan residuos en función de los kWh distribuidos, sino que se generan por las actividades propias de mantenimiento, planes de actualización y ampliación y construcción de nueva capacidad de red, además de los casos de catástrofes climáticas o incendios que pueden requerir cambio de infraestructuras.

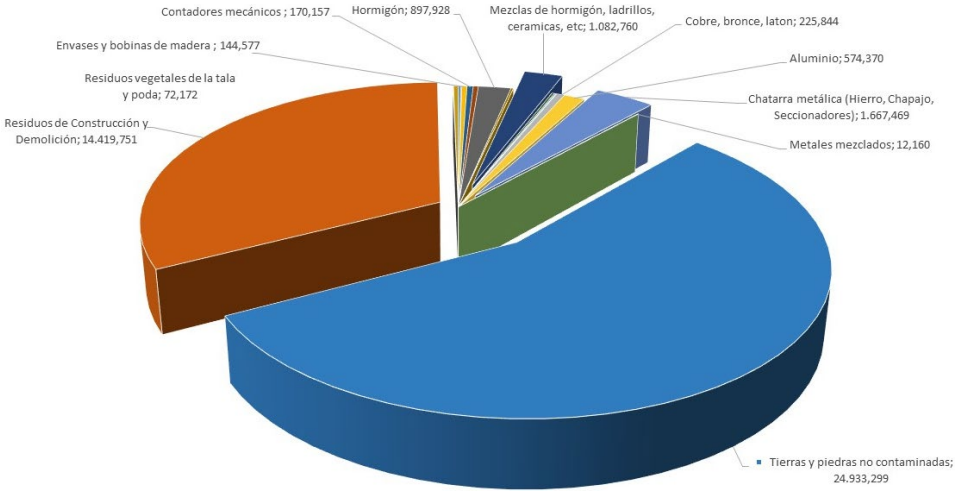



*Figura 56. Residuos no peligrosos generados por e-distribución en 2019 (Kg)*

En e-distribución en 2019 se generaron 55 diferentes tipos de residuos que se pueden clasificar en peligrosos y no peligrosos y agrupar por sus códigos LER (Lista Europea de Residuos). Los residuos metálicos pueden aparecer en ambas clasificaciones, debido a que han podido estar en contacto con algún fluido considerado peligroso, como pueden ser aceites con concentraciones superiores a 50 partes por millón de PCBs, hidrocarburos, etc. En estos casos el material se somete a procesos de lavado y descontaminación antes de que pueda ser apto para ser utilizable.

Como podemos apreciar en el gráfico de la *Figura **6***, de las 27 mil toneladas de residuos generados, el 90% son residuos de construcción de obra civil y los metales son la menor la menor parte (con algo más de 2.500 toneladas) incluyendo cobre, alumnio, chatarra metálica, contadores mecánicos y metales mezclados.

# CONCLUSIONES

Después del estudio de la red de e-distribución desde el punto de vista de los materiales que la conforman, es clave comprender que las empresas de distribución eléctrica no pueden ser una excepción en la aplicación de la Economía Circular y más concretamente de la minería urbana, dado que durante más de cien años han venido construyendo redes que hoy en día tienen una gran capilaridad y que permiten dar una alta calidad de suministro a toda la población. Esta infraestructura eléctrica está compuesta por una gran cantidad de material que mantiene un valor, del que tenemos que ser conscientes y aprovechar al finalizar su vida útil.

Estas redes están formadas en su mayoría por metales (cobre, aluminio, hierro y acero), además de plásticos y cerámicas. Siguiendo las tendencias de nuevas tecnologías, cada vez se incorporan nuevos materiales, alguno de ellos considerados recientemente críticos por la Unión Europea, como el Litio. La relevancia de estas reservas puede tener una gran importancia a futuro si se logran altos procentajes de reutilización de los materiales.

En e-distribución estamos desarrollando el programa GRID MINING ejecutando una serie de acciones en las distintas etapas de la cadena de valor, encaminadas a la retención del valor del material que conforma nuestra red de distribución. En particular, se valoriza el 100% de los residuos metálicos que se generan, permitiendo un gran ahorro de energía y de emisiones. El reciclaje de las 2.500 toneladas de los residuos metálicos generados en 2019 ha permitido el ahorro de 39 GWh y ha evitado la emisión de 3.834 toneladas de $CO_2$, según los datos de ahorros de energía y de emisiones publicados en (Farrás Pérez, 2020).

Pero el concepto de mina de red va más allá de los metales y de su ciclo de vida, implica encontrar nuevas formas de reutilización de los activos, la extensión de vida útil y la implantación, dentro del marco de implantación de la Economía Circular, de un plan de acciones en cada uno de los pilares, de forma que se permita optimizar los recursos materiales que gestionamos al ofrecer el servicio de distribución de electricidad.

# AGRADECIMIENTOS

En la elaboración de datos y el trabajo dentro de la empresa en la gestión medioambiental, gestión de los residuos y almacenes han trabajado compañeros a los que les agradezco desde aquí su colaboración y sus ideas en el desarrollo del concepto de Grid Mining que ha dado pie a este artículo.

# REFERENCIAS

- e-distribución. (18 de 09 de 2020). Obtenido de www.edistribucion.com
- Farrás Pérez, L. (24 de 01 de 2020). Las nuevas minas ya no están bajo el suelo. *La Vanguardia*. Obtenido de https://www.lavanguardia.com/natural/si-existe/20200124/473032935671/reciclaje-metal-minas-urbanas-brl.html
- Kusik, C., & Kenahan, C. (1978). *Energy use patterns for metal recycling. Information Circular 8781.* Washington DC: US Bureau of Mines.
- Mudd, G. (2005). An Assessment of the Sustainability of the Mining Industry in Australia. *EES: Environmental Engineering & Sustainability.* Sydney: EES 2005 Conference Proceedings. Obtenido de http://users.monash.edu/~gmudd/files/2005-EnvEngSoc-SustainableMining-Aust.pdf
- National Institute for Materials Science. (11 de 01 de 2008). *Calculating the Scale of the Urban Mines Accumulated in Japan.* Obtenido de NIMS: www.nims.go.jp/eng/news/press/2008/01/p200801110.html
- Urban Mine Platform. (18 de 09 de 2020). Obtenido de www.urbanmineplatform.eu

# SMART GRIDS EN EL CONTEXTO DE LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE Y LOS DERECHOS HUMANOS: NUEVOS RETOS Y DESAFÍOS PARA UNA TRANSICIÓN JUSTA

**José Antonio Gallardo Cubero**, Abogado, Real Academia de Jurisprudencia y Legislación de España

**Resumen:** El sector energético en general y el eléctrico en particular, deben jugar un papel protagonista y principal en el fomento e impulso de la nueva Industria 4.0 y el desarrollo socioeconómico, convirtiéndose en verdaderos motores del cambio hacia un nuevo modelo económico sostenible y resiliente. El nuevo modelo de negocio sostenible que ha de definir al sector energético del futuro ha de caracterizarse, principalmente, por la utilización de la tecnología y la digitalización en todos sus ámbitos y por integrar la sostenibilidad en toda la cadena de valor de la energía, tanto dentro como fuera de las empresas e instituciones. Y en ello, las Redes Eléctricas Inteligentes han de desempeñar un papel protagonista y principal. En este escenario, el desarrollo y progreso de las Smart Grids ha de situar la sostenibilidad en el centro de su cultura o ADN, integrando la misma en sus posicionamientos estratégicos y contribuyendo a la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), para alcanzar con éxito todos los retos y desafíos con los que se enfrenta la nueva era energética, pero siempre bajo los principios de la responsabilidad, la confianza, la proactividad y la innovación, en un proceso de transición respetuoso y protector de los Derechos Humanos, pues de otra forma nunca se podrá configurar o articular un verdadero proceso de transición justa. Los nuevos retos y desafíos con los que nos encontramos son una oportunidad única para ofrecer la mejor respuesta a las necesidades y exigencias de la sociedad globalizada, cambiante y compleja en la que vivimos, así como para implantar exitosamente nuevos modelos de negocio sostenibles en el ámbito de las Smart Grids y adaptarlos de manera justa y responsable a un mundo en continuo proceso de transformación.

**Palabras clave:** economía sostenible, redes eléctricas inteligentes, *Smart Grids*, Objetivos de Desarrollo Sostenible, Derechos Humanos, relaciones laborales, responsabilidad social corporativa y transición justa.

## DESARROLLO SOSTENIBLE, CAMBIO CLIMÁTICO Y *SMART GRIDS* EN EL MARCO DE UNA TRANSICIÓN JUSTA

Desde hace unos años pero con mayor necesidad y urgencia después de la pandemia causada por el COVID 19 (Coronavirus SARS Cov-2), las Administraciones Públicas, Gobiernos, entidades públicas y privadas, centros de conocimiento e investigación y universidades, así como todo tipo de expertos han venido analizando diferentes propuestas y estudios con el fin de acelerar la recuperación económica bajo el contexto de un nuevo modelo económico más sostenible, basado en las nuevas tecnologías y la digitalización.

La lucha contra el cambio climático y la transformación del modelo productivo, se han convertido, por tanto, en exigencias sociales que requieren de una respuesta rápida y eficaz.

A medida que el mundo desea progresar hacia un modelo económico más sostenible, el sector energético se encuentra en continua transformación, lo que le hace situarse en una posición de cierta ventaja respecto al resto de jugadores.

No en vano, el sector energético en los últimos años ha sufrido, sin lugar a dudas, una transformación significativa motivada precisamente, entre otros, por los siguientes factores: *(i)* la nueva era tecnológica y digital en un mundo interconectado y globalizado, *(ii)* la Industria 4.0, *(iii)* el cambio climático y *(iv)* la despoblación en zonas rurales con la consiguiente concentración de la población en las ciudades.

De hecho, la electricidad es la forma de energía que más renovables ha conseguido incorporar. Lo que evidencia, sin mucha dificultad, la posición del liderazgo de dicho sector en el entorno global.

Por su parte, las redes eléctricas siempre han tenido un papel protagonista o principal en el desarrollo y el progreso del sector energético, garantizando el suministro a millones de personas de energía segura, limpia, asequible y sostenible.

Igualmente, cabe señalar que la crisis provocada por el Coronavirus ha reforzado los compromisos de las Instituciones Europeas respecto a que la recuperación económica se lleve a cabo, siempre, en el contexto de una transición *"green"* o sostenible.

En el caso del sector energético, la transición verde en la era Post-Covid se constituye, claramente, como uno de los axiomas principales sobre los que deba sustentarse la ansiada y pretendida reactivación económica.

Por ello, corresponde al sector energético seguir manteniéndose en la posición de liderazgo en la que se encuentra respecto a otros sectores, dando respuesta a los nuevos retos y desafíos existentes en el mundo en materia económica, social y medioambiental, sobre la base de criterios éticos y responsables, que contribuyan al desarrollo sostenible.

El nuevo modelo de negocio sostenible que ha de definir al sector energético del futuro ha de caracterizarse, principalmente, por la utilización de la tecnología y la digitalización en todos sus ámbitos y por integrar la sostenibilidad en toda la cadena de valor de la energía, tanto dentro como fuera de las empresas e instituciones. Y empoderando al usuario final, haciéndole conocedor de los beneficios de la eficiencia y ahorro energético y del uso responsable y eficiente, tal y como se está promoviendo en la últimas Directivas sobre energía aprobadas por la Unión Europea.

Y en ello, las Redes Eléctricas Inteligentes o del futuro han de desempeñar un papel protagonista y clave al integrar de forma eficiente -mediante una comunicación fluida bidireccional- el comportamiento y acciones de todos los usuarios conectados a ella (mediante redes de distribución eléctrica combinadas con las TICs, microgeneradores, sistemas de optimización de consumos eléctricos, herramientas informáticas y domóticas, etc.), garantizando un sistema energético sostenible, eficiente y fiable, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro, contribuyendo al ahorro energético (contadores inteligentes, almacenamiento, etc.).

En este escenario, el desarrollo y progreso de las *Smart Grids* ha de situar la sostenibilidad en el centro de su cultura o ADN integrando la misma en sus posicionamientos estratégicos y contribuyendo al desarrollo sostenible basado en el intercambio de la creación de valor a todos los niveles (institucional, empresarial, social, educativo, etc.) para alcanzar con éxito todos los retos y desafíos con los que se enfrenta la nueva era energética; pero siempre bajo los principios de la responsabilidad, la confianza, la proactividad y la innovación, en un proceso de transición justa, respetuoso con los Derechos Humanos y Laborales.

En dicho proceso de transición justa, para la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, se hace no ya importante, sino absolutamente necesaria la involucración no sólo de las Administraciones Públicas, empresas, entidades, centros de conocimiento e investigación, trabajadores, agentes sociales, etc., sino también, de los propios ciudadanos y usuarios.

El proceso es complejo, pero el margen de mejora es muy amplio tanto en el factor económico, como en los relativos a la calidad de vida, a la cohesión social y a la protección del medioambiente y la biodiversidad.

## LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES Y LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

La Unión Europea ha mandatado a los Estado miembros, a través de su marco normativo, para que actúen de manera sostenible, reduciendo el consumo y los residuos, así como los agentes contaminantes que están gravemente perjudicando al cambio climático.

Además de ello, España, junto a otros 192 países suscribió la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas (ONU), que es un acuerdo internacional, multilateral, de carácter global cuya finalidad principal es “transformar nuestro mundo” en aras a “avanzar hacia un desarrollo sostenible e inclusivo”.

La Agenda 2030 se constituye, como es sabido, en un importante “Plan de Acción a favor de las personas, el planeta y la prosperidad” que se instrumenta a través de 17 objetivos (conocidos como Objetivos de Desarrollo Sostenible - ODS) y 169 metas, que deberán implementarse mediante una alianza de colaboración. Los ODS fueron aprobados el 25 de septiembre de 2015 por los Estados Miembros de Naciones Unidas como parte de la indicada agenda de desarrollo sostenible: la Agenda 2030.

La Agenda 2030 se fundamenta, de otro lado, en cinco ejes o áreas fundamentales, también conocidas como las 5P: personas, planeta, prosperidad, paz y participación colectiva. La sostenibilidad puede considerarse que es la esencia transversal de estos cinco ejes, que han de orientar e impulsar todas las decisiones en materia de política de desarrollo hasta el año 2030.

Posteriormente, tanto en la Cumbre del Clima de septiembre de 2019 de Nueva York, como en la Conferencia celebrada en Madrid sobre el cambio climático en diciembre de 2019 (COP 25) se ha resaltado -por la ONU- la importancia de suscribir un pacto a nivel mundial vinculante contra el cambio climático, siguiendo el calendario marcado por el Acuerdo de París.

En concreto, los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son 17 objetivos —divididos en 169 metas — que llaman a la acción a nivel mundial para poner fin a la pobreza, preservar el planeta y mejorar las vidas y perspectivas de todas las personas para el año 2030.

*Figura 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible.*

Los 17 objetivos están claramente interrelacionados entre sí y exponen desafíos o metas globales como erradicar la pobreza (ODS 1), la reducción de las desigualdades (ODS 10), la salud y el bienestar (ODS 4), la lucha contra el cambio climático (ODS 13), la paz y justicia (ODS 16), el trabajo decente y crecimiento económico para todos (ODS 8), la educación de calidad (ODS 4), la igualdad de género (ODS 5) o el desarrollo urbano sostenible (ODS 11).

En su conjunto representan, por tanto, una oportunidad única para dar respuesta y solución a las principales inquietudes, necesidades, expectativas y aspiraciones de la sociedad globalizada y cambiante en la que vivimos. También, han de servir para orientar e implementar nuevas estrategias y modelos empresariales innovadores y adaptados a un mundo realmente complejo en continuo proceso de transformación.

Pues bien, si analizamos los ODS, se puede considerar que el sector energético en general, así como el desarrollo de las Redes Eléctricas Inteligentes en particular, pueden contribuir claramente a la consecución de los siguientes Objetivos, en consonancia con la actividad desarrollada:

- **ODS 4**. Garantizar una educación inclusiva, equitativa y de calidad y promover oportunidades de aprendizaje.
- **ODS 5.** Alcanzar la igualdad entre los géneros y empoderar a todas las mujeres y niñas.
- **ODS 6.** Garantizar la disponibilidad y la gestión sostenible del agua y el saneamiento para todos. Promoviendo, igualmente, un uso racional del agua.
- **ODS 7.** Garantizar el acceso a la energía fiable, asequible, sostenible, no contaminante y moderna para todos.
- **ODS 8.** Fomentar y promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el pleno empleo y productivo y el trabajo decente para todos.

- **ODS 9**. Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación.
- **ODS 11**. Lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles.
- **ODS 12**. Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.
- **ODS 13**. Adopción de medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.
- **ODS 15.** Protección, restauración y promoción de la utilización sostenible de los ecosistemas terrestres, bosques; combatiendo contra la desertificación y la degradación de la tierra y frenando la pérdida de diversidad biológica.
- **ODS 17**. Fortalecer los medios de ejecución y trabajar por establecer alianzas para lograr los Objetivos.

Como podemos apreciar, algunos de los ODS inciden o afectan de manera clara y directa en los modelos de negocio del sector energético.

La importancia de los ODS se basa en la misión y compromiso de conseguir un futuro mejor y sostenible para todos en un horizonte temporal a medio-largo plazo (2030), alcanzando las metas fijadas en cada Objetivo.

Para la consecución de los ODS es imprescindible el paso firme y decidido a la acción de todos los estamentos de la sociedad: los gobiernos, las administraciones, las entidades privadas y públicas, los centros educativos, los agentes sociales, las personas trabajadoras, la sociedad civil y los ciudadanos.

Efectivamente, para ello, se necesitarán desde grandes acciones a nivel internacional que garanticen recursos, planes estratégicos y programas generales en el interés global, hasta acciones o medidas a nivel local que afecten a políticas, normativas, presupuestos e instituciones de cada estado, región o municipio, pasando -por supuesto- por las pequeñas cosas que el usuario final puede hacer en su día a día. Las alianzas entre todos los sectores y estamentos son imprescindibles para lograr los objetivos (lo cual, se configura igualmente como el último ODS, esto es, el 17).

## LOS DERECHOS HUMANOS EN LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE PARA GARANTIZAR UNA TRANSICIÓN JUSTA

En el proceso de transición justa hacia los nuevos modelos económicos sostenibles se hace indispensable el respeto y cumplimiento de los principales marcos regulatorios y normativos de referencia internacionales promovidos por las Naciones Unidas para la gestión sostenible, en el ámbito de los Derechos Humanos:

- La Carta Internacional de Derechos Humanos de la Organización de Naciones Unidas (ONU). (La Declaración Universal de Derechos Humanos; El Pacto Internacional de Derechos Civiles y Políticos; y El Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales).
- La Convención de Naciones Unidas sobre Derechos del Niño.
- La Convención sobre la eliminación de todas las formas de discriminación contra la mujer.
- La Convención sobre los Derechos de las personas con discapacidad.
- Los convenios de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) números 29, 87, 98, 100, 105, 111, 117, 138, 161,169 y 182, así como la Declaración de la OIT relativa a los principios y derechos fundamentales en el trabajo.
- La Declaración sobre los Derechos de los pueblos indígenas.
- Los principios de Pacto Mundial de Naciones Unidas.
- Las Directrices de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) para Empresas Multinacionales.

La transición justa hacia el modelo de economía sostenible conlleva necesaria e inexcusablemente el compromiso permanente con el respeto y protección de los derechos humanos. El sector energético y el desarrollo de las *Smart Grids*, en su papel de actores protagonistas en el proceso de construcción de un nuevo modelo energético global y sostenible han de mantener un firme compromiso no sólo con la consecución de los ODS, sino también con el respeto y protección de los Derechos Humanos, pues de lo contrario nunca se podrá configurar o articular un verdadero proceso de transición justa y responsable.

Este compromiso se refleja en el Pacto Mundial de Naciones Unidas, que incorpora el apoyo, respeto y protección de los derechos humanos y la no complicidad en su vulneración. Los derechos humanos son, desde la aprobación de la Declaración Universal de los Derechos Humanos en 1948, el estándar internacional que garantiza el reconocimiento de libertades individuales y condiciones de vida dignas a todas las personas del mundo. Dentro los Derechos Humanos que afectan, sin duda, al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, se encuentran los siguientes:

1. **Prohibición del trabajo forzoso.** Es decir, el rechazo al uso de cualquier forma de trabajo forzoso u obligatorio -según la definición establecida en el Convenio 29 de la OIT- prohibiendo retener a las personas trabajadoras en contra de su voluntad.
2. **Prohibición del trabajo infantil.** Respetando los derechos de los niños y rechazando el uso de mano de obra infantil.
3. **Prohibición de cualquier forma de discriminación y respeto a la diversidad.** Rechazando toda forma de discriminación (por motivos de género, edad, raza, ideología, condiciones personales y/o sociales, discapacidad, etc) y garantizando el compromiso de velar porque todas las personas trabajadoras sean tratadas con respeto hacia su diversidad, promoviendo así mismo el derecho a la igualdad de trato y oportunidades.
4. **Prohibición de discriminación por razón de discapacidad.** Rechazando cualquier forma de discriminación directa o indirecta por razones de discapacidad y realizando ajustes razonables que faciliten el trabajo a las personas trabajadoras discapacitadas.
5. **Respeto a la libertad de asociación**. Reconociendo el derecho de las personas trabajadoras a constituir o participar en organizaciones y/o asociaciones cuyo objeto sea la defensa y promoción de sus intereses, no interfiriendo en las elecciones que se lleven a cabo a tal fin. Respetando así mismo el derecho a la representación de los trabajadores a través de sindicatos, de conformidad con la normativa vigente.
6. **Reconocimiento del derecho a la negociación colectiva.** Reconociendo el derecho a la negociación colectiva como instrumento normativo voluntario fruto del diálogo social, para el establecimiento de condiciones laborales de las personas trabajadoras.
7. **Derecho a la Seguridad y salud laboral.** Velando por que en los lugares de trabajo se respeten las mejores condiciones de seguridad y salud laboral. Promoviendo la difusión y refuerzo de una cultura de la prevención de riesgos laborales y de seguridad y fomentando el comportamiento responsable por parte de las personas trabajadoras, mediante la adopción de acciones efectivas de información y formación, y facilitando los equipos de protección y seguridad adecuados (individuales y colectivos).
8. **Prohibición del acoso, la violencia y la intimidación.** Rechazando y persiguiendo toda forma de acoso -ya sea verbal, físico, sexual o psicológico-, amenaza o intimidación en los lugares y centros de trabajo.
9. **Derecho al Trabajo decente y en condiciones de trabajo justas**. Estableciendo políticas de remuneraciones que tengan en consideración el principio de retribución justa del trabajo, respetando el principio de igualdad de remuneración entre hombres y mujeres por un trabajo de igual valor. Garantizando que la remuneración mínima que reciban las personas trabajadoras no pueda ser inferior al mínimo recogido en los convenios colectivos y en la normativa laboral vigente en cada país, de conformidad con lo previsto en los Convenios de la OIT. Fomentando, igualmente, la formación y orientación profesional para el desarrollo de los recursos humanos y de sus capacidades. Y respetando los tiempos de trabajo (horarios, jornadas, descansos, vacaciones, etc.) establecidos en los convenios colectivos y la normativa laboral vigente en cada estado.
10. **Protección del medioambiente.** Garantizando que la actividad y negocio se desarrolle mediante sistemas de gestión y procesos que sean respetuosos con el derecho a un medioambiente sin riesgos, limpio, saludable y sostenible, para prevenir la contaminación y el impacto ambiental y de los ecosistemas.

El compromiso explícito, expreso y público con el respeto y la protección de los Derechos Humanos en el desarrollo de su actividad, hoy en día se recoge (con mayor o menor contenido) en la gran mayoría de los Códigos Éticos y Políticas de Responsabilidad Social Corporativa de los principales y más importantes Grupos y Corporaciones empresariales del Sector Energético. Lo cual, demuestra también en este ámbito el rol de liderazgo de dicho sector respecto a otros.

# CONCLUSIONES

El sector energético en general y el eléctrico en particular, deben jugar un papel protagonista y principal en el fomento e impulso de la nueva Industria 4.0 y el desarrollo socioeconómico, convirtiéndose en verdaderos motores del cambio hacia un nuevo modelo económico sostenible y resiliente. El nuevo modelo de negocio sostenible que ha de definir al sector energético del futuro ha de caracterizarse, principalmente, por la utilización de la tecnología y la digitalización en todos sus ámbitos y por integrar la sostenibilidad en toda la cadena de valor de la energía, tanto dentro como fuera de las empresas e instituciones. Y en ello, las Redes Eléctricas Inteligentes han de desempeñar un papel protagonista y principal.

En este escenario, el desarrollo y progreso de las *Smart Grids* ha de situar la sostenibilidad en el centro de su cultura o ADN, integrando la misma en sus posicionamientos estratégicos y contribuyendo a la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), para alcanzar con éxito todos los retos y desafíos con los que se enfrenta la nueva era

energética, pero siempre bajo los principios de la responsabilidad, la confianza, la proactividad y la innovación, en un proceso de transición respetuoso y protector de los Derechos Humanos, pues de otra forma nunca se podrá configurar o articular un verdadero proceso de transición justa y responsable.

Tales nuevos retos y desafíos con los que nos encontramos son una oportunidad única para ofrecer la mejor respuesta a las necesidades y exigencias de la sociedad globalizada, cambiante y compleja en la que vivimos, así como para implantar exitosamente nuevos modelos de negocio sostenibles en el ámbito de las *Smart Grids* y adaptarlos de manera justa y respetuosa a un mundo en continuo proceso de transformación.

## REFERENCIAS


- Gallardo Cubero, José Antonio. 2017. “El diálogo social en la era digital e Industria 4.0”. Cursos de Verano de El Escorial (Universidad Complutense de Madrid)
- Gallardo Cubero, José Antonio. 2019. Comunicación “Derecho del trabajo y negociación colectiva en los modelos empresariales de la industria 4.0. y la nueva era tecnológica”. X Congreso de las Academias de Iberoámerica. Editorial BOE.
- Gallardo Cubero, José Antonio. 2019. “Negociación Colectiva para la igualdad: buenas prácticas”. Cursos de Verano de El Escorial (Universidad Complutense de Madrid)
- Gallardo Cubero, José Antonio. 2020. “Economía circular y Green Jobs en el marco laboral de las ciudades inteligentes del siglo XXI”. VI congreso ciudades inteligentes.

# ANÁLISIS DEL EFECTO DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, DEMANDA Y DE LAS CONEXIONES INTERNACIONALES EN EL PRECIO DEL MERCADO DIARIO DEL MIBEL MEDIANTE MODELOS DE REGRESIÓN MULTIVARIABLE

**Miguel Ángel Nadal Grau**, Ingeniero de la Energía, Vestel Ingenieros
**David Ribó Pérez**, Investigador predoctoral, Instituto de Ingeniería Energética, Universitat Politècnica de València
**Manuel Alcázar Ortega**, Profesor Titular, Instituto de Ingeniería Energética, Universitat Politècnica de València

**Resumen:** El precio de la electricidad es el principal incentivo para la toma de decisiones económicas a la hora de invertir en infraestructuras relacionadas con las energías renovables. Por ello, es necesario el estudio del precio final del mercado diario dentro del Mercado Ibérico de Electricidad para determinar qué impacto tienen en él las diferentes tecnologías de generación eléctrica del mix energético español, así como la influencia de las interconexiones con Francia, Portugal, Marruecos, Andorra y el enlace Balear. En esta comunicación se presenta un modelo de regresión multivariable que permite analizar la influencia de cada tipo de generación e interconexiones en la producción de precios, observando qué indicadores energéticos incrementan o reducen el precio. Asimismo, se realiza un estudio comparativo con las estimaciones realizadas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, obteniendo un precio estimado para el año 2030 en base a los objetivos marcados en el plan.

**Palabras clave:** Predicción de precios, PNIEC, MIBEL, tecnologías renovables

## INTRODUCCIÓN

La descarbonización del sector eléctrico es una de las prioridades a nivel internacional para conseguir los objetivos del acuerdo de París. La Unión Europeea ha trazado una estrategia climática ambiciosa que interpela a todos los países miembros a cumplir un nuevo objetivo de que en 2030 el 32% de la energía utilizada provenga de fuentes renovables. Como en todos los estados miembros, el gobierno español ha presentado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 en el cual planea descarbonizar el sector eléctrico y conseguir un 74% de penetración renovable para 2030 [1].

Partiendo del sistema marginalista actual de mercado, es importante resaltar que la penetración de renovables en el sistema afectará a los precios de la electricidad y, por tanto, a la estructura de incentivos económicos del sistema. Por ello, resulta imprescindible conocer las posibles afecciones de la generación renvable al precio de la electricidad para planificar posibles cambios retributivos o de sistema de mercado. La estructuración de la siguiente comunicación se basa en un resumen de los objetivos de generación eléctrica según el PNIEC y su proyección de precios, pasando por la metodología de cálculo utilizada, presentación de los resultados de precios con las estructuras de generación previstas por el PNIEC para los años 2025 y 2030 y las conclusiones obtenidas.

## EVOLUCIÓN DEL MIBEL Y PNIEC

### Evolución del precio en el mercado diario

El precio de la electricidad del MIBEL se obtiene mediante el algoritmo Euphemia, el cual se basa en una agregación de ofertas de compra y venta de energía marginalista, casando ambas curvas agregadas para la obtención del precio de la electricidad y la cantidad de energía negociada. El precio obtenido de la casación del mercado diario supone (en promedio) una cuota del 90% del precio final medio [2], por lo que su análisis y obtención resulta de gran importancia. El precio promedio anual histórico del MIBEL ha sufrido grandes oscilaciones desde el año 2007, pasando de 36 €/MWh hasta los 64 €/MWh desde el año 2007. Tras un periodo de estabilidad durante los años 2011 – 2014 en el precio, ha habido una gran oscilación durante el periodo de 2017, 2018 y 2019 y con una tendencia a la baja. Ante esta última gran oscilación de precios y coincidiendo con el segundo boom renovable de la historia reciente, se analizará el periodo de 2017 a 2019 para obtener cómo afectan las diferentes tecnologías de generación eléctrica, intercambios internacionales, la demanda peninsular y el enlace balear en el precio de la electricidad de OMIE.

## Estructura de generación con el PNIEC

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 define los objetivos propuestos para la reducción de los gases de efecto invernadero, mayor presencia de la energía renovable en el mix energético español y el incremento de la eficiencia energética.

Actualmente es un borrador, el cual, junto con el anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, la Estrategia de Transición Justa, la Estrategia de Pobreza Energética y la Estrategia a Largo Plazo para la Modernización, Innovación y Neutralidad Climática de la Economía Española en 2050, garantizarán que España cuente con un marco estratégico certero y estable para la descarbonización de su economía. En el Anexo A del borrador actualizado del PNIEC 2021-2030, se encuentra un desglose de cómo será el mix de producción energética por tecnologías, las importaciones y exportaciones y los consumos en bombeo según dos escenarios: tendencial y objetivo. El escenario tendencial ofrece los datos de generación eléctrica de los indicadores mencionados anteriormente para el año 2025 y 2030 según el marco tendencial de referencia utilizado por la UE, mientras que el escenario objetico indica los mismos datos de generación bajo los objetivos del MITECO (más ambiciosos y exigentes que el escenario tendencial).

Las siguientes tablas muestran datos de generación de los indicadores para 2025 y 2030 según el escenario.

| Indicador | 2015 | Escenario Tendencial (GWh) | | | Escenario Objetivo (GWh) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 2020 | 2025 | 2030 | 2020 | 2025 | 2030 |
| Eólica (terrestre y marina) | 49.325 | 60.022 | 71.522 | 83.022 | 60.670 | 92.926 | 119.520 |
| Solar fotovoltaica | 8.302 | 16.034 | 25.032 | 34.030 | 16.304 | 39.055 | 70.491 |
| Solar termoeléctrica | 5.557 | 5.608 | 5.608 | 5.608 | 5.608 | 14.322 | 23.170 |
| Hidráulica | 28.140 | 28.288 | 27.935 | 27.581 | 28.288 | 28.323 | 28.351 |
| Bombeo | 3.228 | 4.640 | 4.640 | 4.640 | 4.594 | 5.888 | 11.960 |
| Biogás | 743 | 813 | 829 | 1024 | 813 | 1009 | 1204 |
| Geotermia | | 0 | 0 | 0 | 0 | 94 | 188 |
| Energías del mar | | 0 | 0 | 0 | 0 | 57 | 113 |
| Carbón | 52.281 | 32.826 | 12.549 | 10.189 | 33.160 | 7.777 | 0 |
| Ciclo combinado | 28.187 | 31.000 | 44.133 | 51.289 | 29.291 | 23.284 | 32.725 |
| Cogeneración carbón | 395 | 78 | 0 | 0 | 78 | 0 | 0 |
| Cogeneración gas | 24.311 | 22.382 | 19.148 | 9.905 | 22.382 | 17.408 | 14.197 |
| Cogeneración productos petrolíferos | 3.458 | 2.463 | 1.767 | 982 | 2.463 | 1.767 | 982 |
| Otros | 216 | 2.563 | 2.024 | 1.838 | 2.563 | 1.872 | 1.769 |
| Fuel y Fuel/Gas (TNP) | 13.783 | 10.141 | 10.141 | 10.141 | 10.141 | 7.606 | 5.071 |
| Cogeneración renovable | 1.127 | 988 | 1.060 | 1.151 | 988 | 1.058 | 1.126 |
| Biomasa | 3.126 | 4.757 | 4.750 | 4.713 | 4.757 | 6.165 | 10.031 |
| Cogeneración con residuos | 192 | 160 | 122 | 84 | 160 | 122 | 84 |
| Residuos sólidos urbanos | 1.344 | 918 | 799 | 355 | 918 | 799 | 355 |
| Nuclear | 57.196 | 58.039 | 58.039 | 58.039 | 58.039 | 58.039 | 24.952 |
| **Total Generación eléctrica Bruta** | **280.911** | **281.720** | **290.097** | **304.593** | **281.219** | **307.570** | **346.290** |
| **Total Generación eléctrica Neta** | **269.751** | **-10.398** | **280.543** | **295.105** | **270.690** | **297.398** | **336.056** |

*Tabla XVI. Indicadores energéticos PNIEC escenario tendencial y objetivo (generación bruta anual).*

Según los datos del PNIEC, destacar el gran crecimiento de generación renovable para el año 2030, incrementándose en un 99% la generación eólica o un 440% la generación fotovoltaica respecto 2020 y según el escenario objetivo. Destacar también la reducción de generación con carbón para 2030 del 31% (escenario tendencial) y del 100% según el escenario objetivo, eliminando así del mix energético español la tecnología más contaminante.

# METODOLOGÍA

La regresión lineal permite trabajar con una variable a nivel de intervalo o razón. De la misma manera, es posible analizar la relación entre dos o más variables a través de ecuaciones mediante regresión lineal multivariable. Constantemente en la práctica de la investigación estadística, se encuentran variables que de alguna manera están relacionadas entre sí, por lo que es posible que una de las variables pueda relacionarse matemáticamente en función de otra u otras variables.

En la actualidad, existen diversos estudios de modelos regresivos para la generación de precios de electricidad con fines académicos, destacando así el método ARIMA [3] o el tratamiento previo de datos mediante Método Holt Winters o Análisis Clúster acompañados de regresiones [4]. Destaca también en este sentido el uso del método regresivo para el cálculo de demandas y/o pronósticos energéticos [5,6], por lo que el uso de la regresión se encuentra ampliamente utilizado en la investigación del sector energético y eléctrico.

En el presenta caso de estudio, el método regresivo lineal multivariable se destina al cálculo de la variable dependiente a partir de n variables independientes mediante la siguiente fórmula:

$$\boldsymbol{Y_i = \beta_0 + \sum \beta_n X_{ni} + \varepsilon_i} \quad (1)$$

donde $\varepsilon_i$ es el error asociado a la medición $i$ del valor $X_{ni}$ y siguen los supuestos de modo que $\varepsilon_i \sim N(0, \sigma^2)$ con media 0 y varianza constate de valor $\sigma$.

Para el cálculo de la regresión lineal multivariable (en función de los datos de generación por tecnologías, demanda, interconexiones y enlace balear), se emplea el software SPSS Statistics de la empresa tecnológica IBM, utilizado para análisis estadísticos avanzados, algoritmos de machine learning y big data. Utilizando los valores a nivel horario de los diferentes indicadores durante el periodo de 2017 a 2019, se obtiene una matriz de 28 columnas x 26.280 filas donde se establece el precio eléctrico como variable objetivo y el resto de indicadores (demanda, generación con cada una de las tecnologías, interconexiones y enlace) como variables predictoras.

Por último, para el cálculo del precio eléctrico de 2025 y 2030 y el tratamiento de los datos del PNIEC, se ha aplicado un coeficiente corrector a la generación eléctrica bruta de cada indicador energético para obtener valores de generación neta. También, dado que el modelo regresivo se encuentra confeccionado para un cálculo horario del precio de la electricidad en función de la contribución de los diferentes indicadores, se ha realizado un promedio de generación horaria del PNIEC, dado que los datos ofrecidos en las tablas anteriores muestran la generación eléctrica bruta anual. Esto es, aplicando un coefciente corrector del 3% y dividiendo la energía de cada indicador entre 8760 horas de un año.

# CASO DE ESTUDIO

Para el caso de estudio, se utilizan como indicadores energéticos para la generación de precios de electricidad las principales tecnologías de generación del mix energético español: eólica, hidráulica, solar fotovoltaica, centrales térmicas, ciclo combinado, etc… además de las interconexiones (importaciones y exportaciones de electricidad) con los países colindantes a España y el enlace marítimo Balear. Todos estos indicadores junto con la energía demandada (datos a nivel de muestreo horario), se han utilizado para analizar cómo influyen en el precio y elaborar una herramienta (ecuación) de predicción de precios. Todos estos datos se obtienen de fuentes oficales del Operador del Sistema y de OMIE, a través de sus plataformas web donde se encuentran los resultados del mercado y la estructura del mix energético en todo momento.

Comparando diferentes métodos de regresión lineal multivariable (“Introducir”, “Por pasos”, “Hacia delante”, “Hacia atrás” y “Eliminar”), se emplea el método introducir, el cual posee la característica de incluir todos los indicadores en un único paso de cálculo y dotando de un tratamiento homogéneo e igual a todos los indicadores utilizados.

# RESULTADOS

Los resultados obtenidos de la regresión lineal multivariable son:

| Método | R | $R^2$ | $R^2$ ajustado | Error estándar de la estimación |
|---|---|---|---|---|
| INTRODUCIR | 0,873 | 0,762 | 0,761 | 6,0319 |

*Tabla XVII. Resultados método "introducir".*

El modelo proporciona una R cuadrado ajustado (coeficiente de determinación ajustado) de 0,761 que, en definitiva, dice qué porcentaje de variación de la variable objetivo se explica mediante el conjunto de las variables independientes de entrada. Además, el modelo proporciona para cada indicador energético los coeficientes estandarizados y no estandarizados de la regresión, los cuales se definen como:

- **Coeficiente estandarizado**: proporciona la información (coeficiente $\beta$) sobre la contribución de cada variable al modelo. Representa el aumento de la variable criterio a partir de la predictora en puntuaciones típicas, es decir, tras estandarizar las variables originales. Oscila entre -1 y 1 e indica su influencia sobre el precio (incremento o reducción).
- **Coeficiente no estandarizado**: proporciona la información para construir la ecuación de regresión del modelo (ecuación para el cálculo del precio de la electricidad). Dicho valor corresponde al coeficiente multiplicador de cada indicador en la ecuación.

Los resultados obtenidos más relevantes de los coeficientes estandarizados son:

| Incrementan el precio | | Reducen el precio | |
|---|---|---|---|
| **Indicador** | **β** | **Indicador** | **β** |
| Energía (MWh) | 0,69 | Eólica Terrestre | -0,5 |
| Gas Natural Cogeneración | 0,21 | Ciclo combinado | -0,38 |
| Hulla Antracita | 0,14 | Solar Fotovoltaica | -0,211 |
| Hulla Sub-Bituminosa | 0,12 | Hidráulica no UGH | -0,188 |
| Consumo Bombeo | 0,114 | Océano y Geotermia | -0,162 |
| Exportación Marruecos | 0,114 | Residuos No Renovables | -0,102 |

*Tabla XVIII. Resultados coeficientes estandarizados*

Se observa como el indicador que más incrementa el precio eléctrico es la demanda (o energía negociada), seguido de las tecnologías de generación con combustibles fósiles. Por contrapartida, destacan como indicadores que más reducen el precio las energías renovables (eólica y solar) y el ciclo combinado (tecnología de combustibles fósiles, pero con elevada eficiencia). Los valores de coeficientes no estandarizados (B) para la construcción de la ecuación polinomial son:

| Indicador | B | Indicador | B |
|---|---|---|---|
| Constante | -5,6E+0 | Enlace Balear | -9,8E-3 |
| Energía | 919,6E-6 | Eólica Terrestre | -1,9E-3 |
| Exportación Andorra | -12,6E-3 | Gas Natural Cogen | 13,7E-3 |
| Importación Francia | -559,4E-6 | Hidráulica no UGH | -8,7E-3 |
| Exportación Francia | 696,0E-6 | Hidráulica UGH | -140,9E-6 |
| Importación Marruecos | 1,7E-3 | Hulla Antracita | 1,6E-3 |
| Exportación Marruecos | 4,2E-3 | Hulla Sub-Bituminosa | 1,1E-3 |
| Importación Portugal | -84,4E-6 | Nuclear | -111,2E-6 |

| Indicador | B | Indicador | B |
|---|---|---|---|
| Exportación Portugal | 1,7E-3 | Océano y Geotermia | -1,3E+0 |
| Biogas | 116,7E-3 | Residuos Domésticos y Similares | -14,9E-3 |
| Biomasa | 5,7E-3 | Residuos No Renovables | -33,7E-3 |
| Ciclo Combinado | -1,7E-3 | Solar Fotovoltaica | -2,1E-3 |
| Consumo Bombeo | 2,1E-3 | Solar Térmica | -975,3E-6 |
| Derivados del petróleo o carbón | -10,5E-3 | Subproductos Minería | 57,6E-3 |
| Energía Residual | -1,656E-01 | Turbinación bombeo | 1,2E-3 |

*Tabla XIX. Resultados coeficientes no estandarizados*

Realizando un análisis de la sensibilidad del modelo, se elabora el siguiente gráfico de dispersión obtenido de SPSS, donde se muestra una nube de puntos muy compacta comparando el precio real de mercado y el obtenido (calculado) con el modelo.

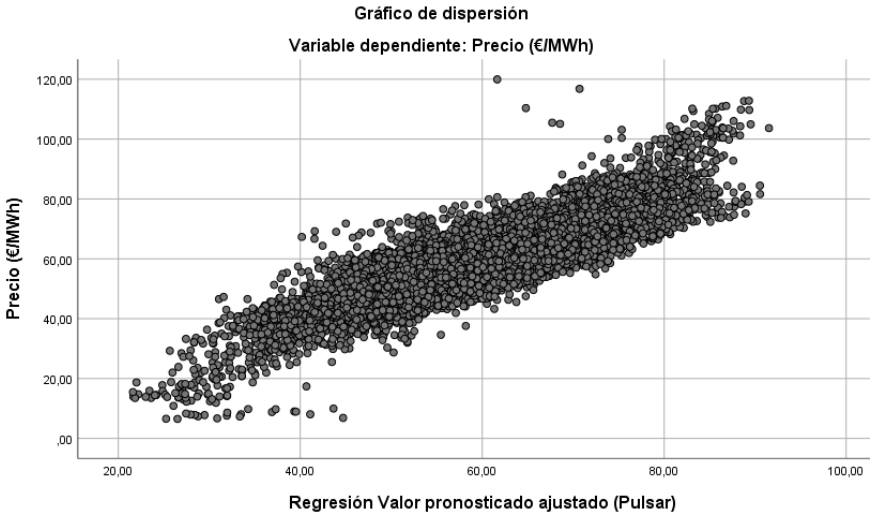



*Figura LVII Análisis de sensibilidad.*

Se realiza también una simulación con fechas aleatorias de las 24 horas de un día completo, comparando el precio real de mercado y el obtenido con el modelo, obteniendo así una desviación de únicamente un 1,1% (57,4 €/MWh real frente a 56,75 €/MWh estimado).

| Precio promedio real diario (€/MWh) | Precio promedio estimado diario (€/MWh) | Desviación (%) |
|---|---|---|
| 57,4 | 56,75 | 1,1% |

*Tabla XX. Desviación precio real vs precio estimado*

Utilizando los valores de generación, demanda e intercambios propuestos en el PNIEC para la generación del precio diario promedio de 2025 y 2030, se observa la siguiente evolución según escenario:

| | | 2017 | 2018 | 2019 | 2025 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Precio horario promedio estimado (€/MWh) | Escenario Tendencial | 59,33 | 63,44 | 52,41 | 45,31 | 29,68 |
| | Escenario Objetivo | | | | 15,01 | 9,76 |

*Tabla XXI. Resultados simulación del precio PNIEC por escenarios*

Se estima que, según el escenario tendencial, el precio de la electricidad caerá un 16% para el 2025 (45,31 €/MWh) y un 45% para el 2030 (29,68 €/MWh) respecto del precio promedio del 2019 (52,41 €/MWh). Sin embargo, aplicando el mismo modelo y según el escenario objetivo, para el 2025, se obtiene una caída del 72% (15,01 €/MWh) y para el 2030 una caída del 82% (9,76 €/MWh) respecto del precio promedio del 2019 (52,41 €/MWh).

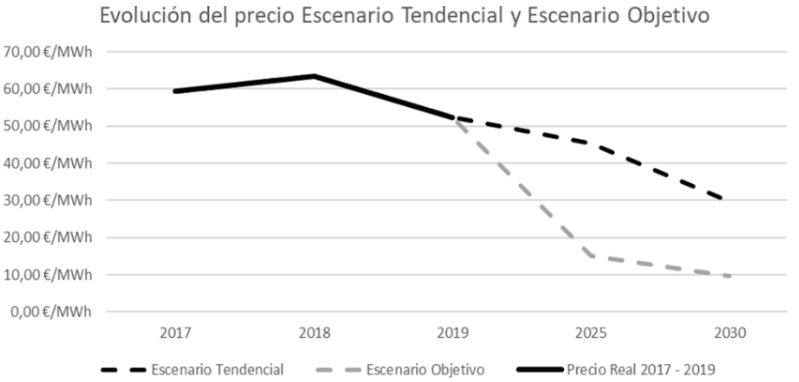



*Figura LVIII. Evolución del precio según escenarios*

## CONCLUSIONES

El sector eléctrico español destaca por su elevado grado de dinamismo, dado que la determinación del precio de la electricidad y de cómo se genera dicha energía dependen de muchos factores tanto internos como externos al mercado: directivas políticas y medioambientales, mercados del petróleo y del $CO_2$, estacionalidad de generación renovable… Con el actual sistema marginalista de casación del precio diario y siguiendo las tendencias y objetivos marcados por el PNIEC, el modelo regresivo objeto de estudio determina una gran reducción del precio de la electricidad para los años 2025 y 2030. Así, ante la disminución de generación mediante combustibles fósiles, con un impacto positivo en los precios del mercado mayorista, y el aumento de generación renovable, con un impacto negativo en el precio, se espera que con los escenarios tendencial y objetivo planteados en el PNIEC los precios se reduzcan entre el 16 y 72 % en 2025 y entre el 45 y 82 % en 2030 hasta unos posibles 9,76 €/MWh. Esto conllevaría una distorsión en la estructura de incentivos económicos actuales y la necesidad de nuevas estructuras de mercado.

Desde el punto de vista del consumidor, la descarbonización del mix energético español supone una bajada en el precio de compra de la electricidad a priori muy beneficiosa, pero la realidad es que se puede propiciar una retroalimentación negativa que evite el cumplimiento de los objetivos marcados en el PNIEC. La elevada reducción de precios puede provocar mayores periodos de retorno en proyectos energéticos, desincentivando así las inversiones en generación renovable y por lo tanto evitando que se alcancen los objetivos de generación marcados en el PNIEC, consiguiendo el efecto contrario al deseado. Por ese mismo motivo, resultan necesarios una revisión de los mecanismos de mercado y estructuras de subastas que garanticen una estructura de incentivos que permita transitar hacia la descarbonización del MIBEL de una forma sostenible y beneficiosa para todos los agentes del mercado eléctrico.

## REFERENCIAS

[1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Borrador Actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. 2020.
[2] REE. Informe del Sistema Eléctrico Español 2019. 2020.
[3] Contreras J, Espínola R, Nogales FJ, Conejo AJ. ARIMA models to predict next-day electricity prices. IEEE Trans Power Syst 2003;18:1014–20. doi:10.1109/TPWRS.2002.804943.
[4] Jónsson T, Pinson P, Nielsen HA, Madsen H, Nielsen TS. Forecasting electricity spot prices accounting for wind power predictions. IEEE Trans Sustain Energy 2013;4:210–8. doi:10.1109/TSTE.2012.2212731.
[5] Bianco V, Manca O, Nardini S. Electricity consumption forecasting in Italy using linear regression models. Energy 2009;34:1413–21. doi:10.1016/j.energy.2009.06.034.
[6] Raviv E, Bouwman KE, van Dijk D. Forecasting day-ahead electricity prices: Utilizing hourly prices. Energy Econ 2015;50:227–39. doi:10.1016/j.eneco.2015.05.014.

PATROCINIO ORO:

Life Is On | Schneider Electric

PATROCINIO PLATA:

LACROIX