

# IV CONGRESO **SMART GRIDS** Madrid 23 Noviembre 2017

## LIBRO DE COMUNICACIONES

ORGANIZA:



**GRUPOTECMARED**

CO-ORGANIZA:

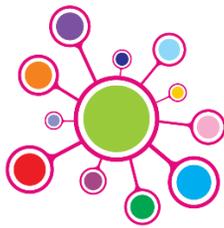


COMUNICA:

**SMARTGRIDSINFO**  
Todo sobre Redes Eléctricas Inteligentes

APOYO INSTITUCIONAL:





# IV CONGRESO **SMART GRIDS**

Madrid 23 Noviembre 2017

## **LIBRO DE COMUNICACIONES**

**IV Congreso Smart Grids**

**23 Noviembre 2017**

**Madrid**

Organizado por:



**GRUPOTECMARED**

Co-organizado por:



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](mailto:info@grupotecmared.es)  
Web: [www.grupotecmared.es](http://www.grupotecmared.es)

ISBN: 9781549844645

Copyright: © 2017 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

Nos encontramos ya en la cuarta edición del Congreso Smart Grids, consolidado como el encuentro profesional de referencia para la exposición y debate sobre la actualidad y el futuro de las Redes Eléctricas Inteligentes en España en su contexto europeo. El Congreso permite una visión holística e innovadora de las Smart Grids y contempla una amplia variedad de temáticas y formatos, haciendo un recorrido por los aspectos más relevantes que afectan a las Redes Eléctricas Inteligentes: tecnológicos, económicos, estratégicos, legales, etc. Además, se aborda la cuestión desde la perspectiva de toda la cadena de valor: generación, transporte, distribución, consumo y almacenamiento de la energía, y toda su evolución en tecnologías, servicios y modelos, hacia las Smart Grids. El Congreso tiene un carácter multidisciplinar, contando con representantes de todos los diferentes actores que conforman el sector de las Redes Eléctricas Inteligentes. Por ello, destaca el importante valor del Networking que ofrece el Congreso, permitiendo a los congresistas participar de forma activa en el intercambio de información, conocimiento, ideas y opiniones. Un evento más necesario que nunca, en el marco de la situación actual que, por un lado está inmersa en grandes cambios estratégicos y legislativos a nivel europeo y nacional, y por otro, se enfrenta a una disruptiva evolución tecnológica.

El Congreso cuenta con un Comité Técnico conformado por cerca de 40 miembros representantes de las Administraciones Públicas, Asociaciones, Colegios Profesionales y Centros Tecnológicos más relevantes. El Comité Técnico es el encargado de definir inicialmente las temáticas del llamamiento de comunicaciones, de valorar todas las comunicaciones y de seleccionar aquellas que serán presentadas de forma oral en el Congreso y las publicadas en este Libro de Comunicaciones. Además, proponen y escogen la Ponencia Magistral y la orientación de las Mesas Redondas.

El llamamiento de comunicaciones para el IV Congreso Smart Grids se realizó en junio 2017 y ha sido abierto a todos los actores del sector. Cada una de las comunicaciones finales recibidas fue valorada por un mínimo de 10 miembros del Comité Técnico. De ellas, se seleccionaron 12 que serán presentadas oralmente y 35 comunicaciones finales se publican en este Libro de Comunicaciones. Las Áreas Temáticas para el llamamiento de comunicaciones fueron: Automatización y Control en la Red Eléctrica de Transporte y Distribución; Mecanismos de Flexibilidad: Gestión de la oferta y la demanda e interconexión con otras redes; Generación Distribuida, Microrredes y Almacenamiento en las Smart Grids; El Usuario en las Smart Grids: Vehículo Eléctrico, Smart Buildings, Contadores Inteligentes y Autoconsumo; Digitalización: Plataformas de Gestión de Datos, IoT, Ciberseguridad y Blockchain; Diseño de Mercado y Evolución del Modelo de Negocio en las Smarts Grids.

El IV Congreso Smart Grids está organizado por Grupo Tecma Red y Co-organizado por FutuRed. Tiene el Apoyo Institucional del Ayuntamiento de Madrid y del Ministerio Economía, Industria y Competitividad. Colaboran en su promoción y difusión los organismos e instituciones: a3e, A.C.E., ACOGEN, AEDIVE, AEPIBAL, AFBEL, AFCE, AMETIC, AMI, ANAE, ANESE, ASEME, BREEAM.ES, Cámara de Comercio Alemana, CCII, CDTI, CEDOM, CEIT-IK4, CENER, CNH2, CIC ENERGIGUNE, CIEMAT, CIRCE, ENERCLUB, Clúster de Energía del País Vasco, CNI, COIIM, COIT, COGIT/AEGITT, CONAIF, CREVER, EMVS, ENERAGEN, ENERGYLAB, COEIC, ETSIIM, EURELECTRIC, FECOTEL, FENIE, FENITEL, Instituto IMDEA Energía, IO-CSIC, IREC, ITE, KNX España, OSGP Alliance, PESI, PLANETIC, RECI, SECARTYS, SERCOBE, TECNALIA, T&D Europe, UNEF, Universidad Valencia, Universidad Valladolid. Y el Congreso cuenta con el Patrocinio Platino de Gas Natural Fenosa, el Patrocinio Oro de Schneider Electric y el Patrocinio Plata de EVERIS.

Quiero dar las gracias a todas estas entidades y a las personas que las constituyen, quienes han colaborado en la organización y promoción, y han apostado por este Congreso. También destacar que, el IV Congreso Smart Grids y este Libro, son el resultado del generoso trabajo de numerosos profesionales que han querido compartir sus experiencias y conocimientos a través de las comunicaciones que han enviado al Congreso. Mi especial agradecimiento también, a los miembros del Comité Técnico, por su tiempo y esfuerzo dedicado a proponer contenidos, valorar comunicaciones y asistir a las reuniones para definir el excelente programa del Congreso. Y, finalmente, nuestra gratitud hacia todos los congresistas por su interés en participar en esta cuarta edición del Congreso, que sigue demostrando la necesidad de un foro profesional presencial de referencia para los profesionales del sector de las Redes Eléctricas Inteligentes.

Madrid, Noviembre 2017

**Stefan Junestrand**

Director IV Congreso Smart Grids

Director General Grupo Tecma Red

## INTRODUCCIÓN - FUTURED

Estamos inmersos en una importante transformación del sistema energético europeo, conocida como transición energética, vinculada a las políticas de cambio climático y originada en última instancia por la vertiginosa evolución tecnológica a la que estamos asistiendo. En estos momentos, los objetivos de 2020 han sido superados tras los acuerdos de París, por los del 2030, que siguen en la línea de la progresiva descarbonización de la economía europea y reducción de su dependencia energética exterior.

El cada vez más rápido despliegue de energías renovables plantea una serie de retos en el sector energético: la búsqueda de flexibilidad a lo largo de toda la cadena energética (generación, consumo y almacenamiento), el incremento de la interconectividad, la electrificación del transporte y el desarrollo del operador de sistema de distribución como agente vertebrador son elementos claros que permitirán la consecución de los objetivos planteados, manteniendo un sistema energético estable y optimizado.

Tal y como se manifestó en la pasada X Asamblea General de FutuRed, existe una convergencia entre energía, innovación y conectividad, con un enorme potencial de cara a la citada transición energética. Estos tres factores se potencian entre sí y pueden, a la vez que deben convivir y complementarse, en aras a la consecución de los objetivos planteados. Igualmente, es necesario remarcar cómo el sector energético español cuenta con un importante ecosistema de empresas, centros tecnológicos y de investigación y de instituciones distribuidos a lo largo de la geografía y que abarcan todas las áreas temáticas vinculadas al desarrollo de Redes Inteligente, lo cual constituye, en sí mismo, una gran riqueza para nuestro país. Estas capacidades deben mantenerse y desarrollarse para poder superar los nuevos retos que plantean la adaptación y digitalización de la red, y para aprovechar las oportunidades derivadas del proceso de electrificación de múltiples servicios que tendrá lugar fundamentalmente en las ciudades. Por ello, no es de extrañar que los pilares fundamentales del inminente desarrollo regulatorio europeo consistan en situar al consumidor en el centro promoviendo su participación como consumidor activo, fomentar las energías renovables, mejorar la eficiencia energética en los puntos de consumo, facilitar el despliegue del vehículo eléctrico y aumentar la sostenibilidad de los sistemas de transporte.

Europa tiene el firme compromiso de situarse como líder en la transición a las energías limpias y en la transformación de los mercados energéticos globales. Desde el tejido industrial y tecnológico español debemos ser capaces de afrontar este escenario como una gran oportunidad para fortalecer nuestro posicionamiento en los mercados internacionales, de modo que no sólo avancemos hacia la consecución de los objetivos europeos, sino que aprovechemos la oportunidad de desarrollar y exportar nuestra tecnología con la marca España.

Un año más, me gustaría resaltar la gran calidad de las comunicaciones presentadas, las cuales, por falta de tiempo no es posible exponer en su totalidad en el congreso, y que, en cualquier caso, sí se incluyen en el presente libro para su difusión. Deseo que el 4º congreso de SmartGrids resulte tan interesante y motivador para continuar con nuestro esfuerzo colectivo de desarrollo de redes inteligentes como lo resultaron las anteriores ediciones.

Madrid, Noviembre 2017

**Blanca Losada**  
Presidenta FutuRed

## MIEMBROS COMITÉ TÉCNICO

- **Santiago Blanco Pérez**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **Juan Garbajosa**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **Fernando García Martínez**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **José Ignacio Briano**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **Héctor Pinar**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **Enrique García**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- **Jesús Torres**, Responsable Grupo de Trabajo de Ciberseguridad, FutuRed
- **Enrique Morgades Prat**, Secretario Técnico, FutuRed
- **Guillermo Amáñn Aldecoa**, Vicepresidente, T&D Europe
- **María Luisa Revilla**, Representante Nacional en el Comité, Programa Energía H2020, CDTI
- **M<sup>a</sup> Pilar González**, Punto Nacional de Contacto, Programa Energía H2020, CDTI
- **Noelia Uribe**, CIEMAT
- **Mónica Aguado**, Directora Dpto. Integración en Red de Energía Renovables, CENER
- **Gabriel Barthelemy Candela**, Dpto. de Energía, Transporte, Fabricación y Sociedad Digital, CDTI
- **Luis Fontán**, Director Grupo Redes Inteligentes, CEIT-IK4
- **Nuria Gisbert**, Directora General, CIC Energigune
- **David Miguel Rivas**, Investigador Smart Grids en el Grupo de Estudios de Red y Smart Grids, Fundación CIRCE
- **Milan Prodanovic**, Head of Electrical Systems Unit, Imdea Energía
- **Angel Díaz Gallo**, Director de Redes Eléctricas Inteligentes, Tecnalia
- **Javier Rodríguez**, Junta Directiva, AFCE
- **Joaquín Chacón Guadalix**, Presidente, AEPIBAL
- **Mar Duque**, Directora General, AFBEL
- **Oscar Querol**, Director, CEDOM
- **Félix García**, Responsable Laboratorio Microrredes, Centro Nacional del Hidrógeno
- **Arcadio Gutiérrez Zapico**, Director General, Club Español de la Energía
- **Blanca Gómez**, Directora, CNI Instaladores
- **Luis Francisco Alés Esteban**, COIIM
- **Javier Pérez Pastor**, Comisión Energía, COIIM
- **José Javier Medina**, Decano, COITT
- **Fernando Suárez**, Vicepresidente, CCII – Consejo de Colegios de Ingeniería Informática
- **Miguel Ángel García Argüelles**, Director Gerente, FENITEL
- **Alfredo Quijano López**, Director, ITE
- **Santiago Blanco Polo**, PLANETIC
- **Juan Rico**, PLANETIC
- **J. Javier Larrañeta**, Secretario General, Plataforma Tecnológica Española Seguridad Industrial, PESI
- **Luis Hernández Callejo**, Universidad de Valladolid
- **Inés Leal**, Directora Editorial, Grupo Tecma Red
- **Stefan Junestrand**, Director General, Grupo Tecma Red

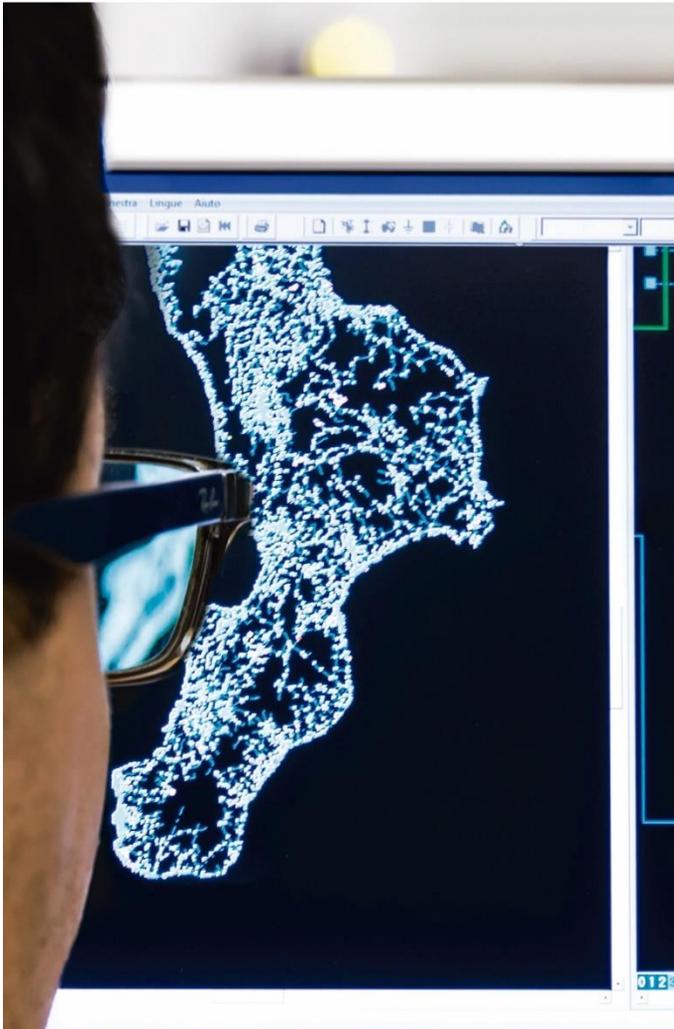
# ÍNDICE

## AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL EN LA RED ELÉCTRICA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN:

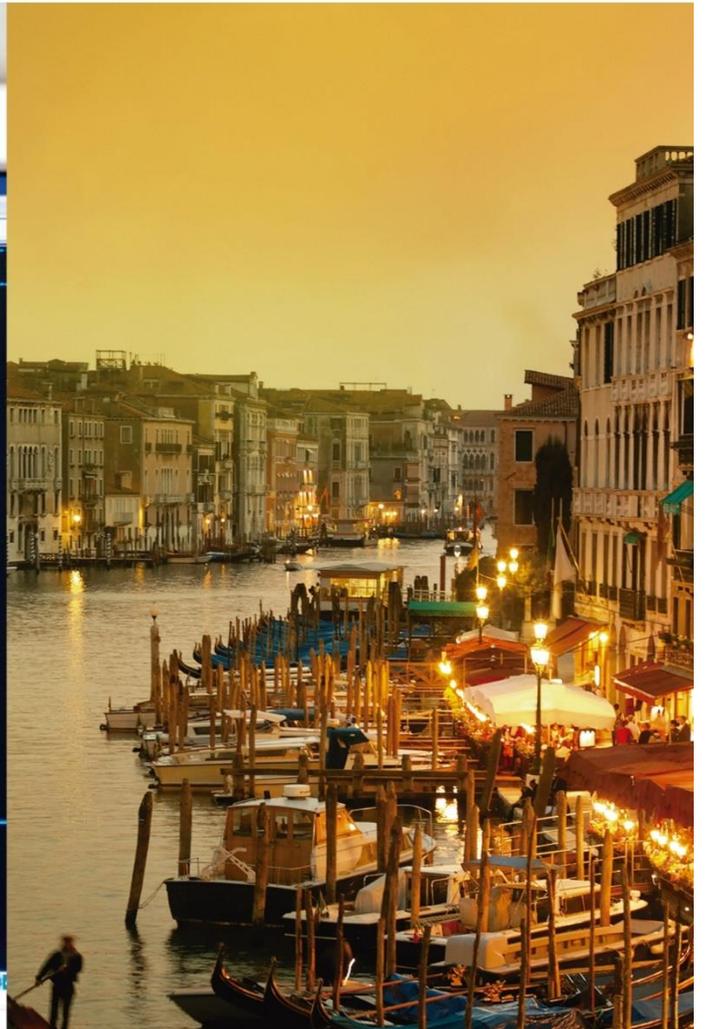
<b>GESTIÓN DE LA INTEGRACIÓN EÓLICA MASIVA EN REDES ELÉCTRICAS CON ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE LITIO-ION</b>	<b>1</b>
<i>Javier Sánchez</i> SAFT	
<b>INFLUENCIA DE LA PROXIMIDAD DE LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE TRANSPORTE EN LA ESTIMACIÓN DE ESTADO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIAS</b>	<b>7</b>
<i>José Herrera García, Abderrahim Khamlichi y Fernando Garnacho</i> Patentes Talgo y LCOE	
<b>ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE IP SOBRE PLC PARA APLICACIONES EN SMART GRIDS MÁS ALLÁ DE LA MEDIDA AVANZADA</b>	<b>13</b>
<i>Noelia Uribe-Pérez, Itziar Angulo, David de la Vega y Txetxu Arzuaga</i> (CEDER-CIEMAT), (UPV/EHU) y ZIV Automation	
<b>HERRAMIENTAS AVANZADAS PARA MONITORIZACIÓN Y OPERACIÓN DE REDES MT/BT</b>	<b>19</b>
<i>Antonio Gómez Expósito, Daniel Morales Wagner, Susana Carillo Aparicio, Antonio de la Villa Jaén, Esther Romero Ramos, Pedro Cruz-Romero, Isidro Díaz Caballero, Adolfo Gastalver Rubio y Francisco Javier Leiva Rojo</i> Universidad de Sevilla, Ingelectus Innovative Electrical Solutions, Endesa Distribución Eléctrica	
<b>SOLUCIONES PARA LA MEJORA DE LA OPERACIÓN Y EL MANTENIMIENTO DE LA RED BT: PROYECTO UPGRID</b>	<b>24</b>
<i>Raúl Bachiller Prieto, Ana González Bordagaray, Mónica Pintado, Laura Marrón Merino, y Sandra Riaño Fernández</i> Iberdrola, GE Power, ZIV Automation y Tecnalia	
<b>MECANISMOS DE FLEXIBILIDAD: GESTIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA E INTERCONEXIÓN CON OTRAS REDES:</b>	
<b>AUTOMATIZACIÓN DE LA MEDIDA Y OPTIMIZACIÓN DE LA GESTIÓN DE LA ENERGÍA, ECONÓMICA Y RESTRICCIONES TÉCNICAS EN RED CON 50.000 SUMINISTROS EN ANDORRA</b>	<b>30</b>
<i>Miguel Ángel Vicente González y Jordi de Juan</i> Everis y FEDA	
<b>GENERACIÓN DISTRIBUIDA, MICRORREDES Y ALMACENAMIENTO EN LAS SMART GRIDS:</b>	
<b>GESTIÓN RESILIENTE A FALLOS DE MICRORREDES INTERCONECTADAS BASADA EN CONTROL PREDICTIVO HÍBRIDO, DISTRIBUIDO Y ESTOCÁSTICO</b>	<b>35</b>
<i>Félix García-Torres, Daniel G. Vilaplana, Carlos Bordons y Miguel Angel Ridao</i> Centro Nacional del Hidrógeno y Universidad de Sevilla	
<b>MICRORRED CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO HÍBRIDO (BATERÍAS DE GEL E HIDRÓGENO) DEL CENTRO NACIONAL DEL HIDRÓGENO</b>	<b>41</b>
<i>Carlos Fúnez Guerra, Beatriz Nieto Calderón, María Jaén Caparrós y Emilio Nieto Gallego</i> Centro Nacional del Hidrógeno	
<b>ENLACES HVDC PARA EVACUACIÓN DE ENERGÍAS MARINAS: SOLUCIÓN DE FUTURO</b>	<b>47</b>
<i>Susana Apiñániz, Ángel Luis Pérez, Maider Santos, Salvador Ceballos, Raúl Rodríguez, José Miguel Lázaro, Santiago Rementería, Pablo Eguía, Agurtzane Etxegarai</i> Tecnalia Research & Innovation, Artech Centro de Tecnología y ETSI-BILBAO UPV/EHU	
<b>REDES INTELIGENTES PARA ENTORNOS RURALES</b>	<b>53</b>
<i>Ramón Gallart Fernández y Dr. Santiago Martínez Farrero</i> Estabanell y Pahisa Energía	
<b>SEGUNDA VIDA DE BATERÍAS Y POSIBLES APLICACIONES EN SMART GRIDS: FAROLAS SOLARES</b>	<b>59</b>
<i>Laura Sanz Rubio, Ana López Cudero, Paloma Rodríguez Soler y Joaquín Chacón Guadalix</i> Albufera Energy Storage	
<b>ALGORITMOS AVANZADOS PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA DE PROSUMERS AGREGADOS</b>	<b>64</b>
<i>Juan Aguilar Guisado, Alicia Arce y Ricardo Galan de Vega</i> Fundación Ayesa	
<b>MODELO ESTOCÁSTICO MULTITAPA PARA LA SELECCIÓN DEL MIX ÓPTIMO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CRÍTICOS</b>	<b>69</b>
<i>Leónidas Sayas y Rubén Félix</i> OSINERGMIN y RELP2010 SAC	
<b>PROYECTO P2P SMARTEST: PLATAFORMA DE SIMULACIÓN DE INTERCAMBIO DE ENERGÍA EN REDES DISTRIBUIDAS SIGUIENDO EL ESQUEMA P2P (PEER TO PEER)</b>	<b>75</b>
<i>Alicia Kaims, Igor Usunáriz, Marionel Estévez, Cecilio Sarobe, Dra. Mónica Aguado, José Manuel Martín y Sergio Ayuso Gascón</i> CENER e INYCOM	
<b>DIMENSIONAMIENTO Y GESTIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS PARA EL APOYO A RENOVABLES</b>	<b>81</b>
<i>Andoni Saez de Ibarra, Amaia González, Aitor Milo y Haizea Gaztañaga</i> IK4-IKERLAN	

<b>DESAFÍOS DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL DE REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN CON ALTA PENETRACIÓN DE RENOVABLES</b>	<b>87</b>
<i>Javier Roldán Pérez, Alberto Escalera Blasco, Alberto Rodríguez Cabero y Milan Prodanovic</i> Instituto IMDEA Energía	
<b>OPERACIÓN OPTIMIZADA DE UNA MICRORRED URBANA: PREDICCIÓN, FLEXIBILIDAD Y CONTROL SCADA EN TIEMPO REAL SOBRE TECNOLOGÍAS WEB DE ÚLTIMA GENERACIÓN</b>	<b>93</b>
<i>Jesús Torres Tenor, Hans Bludszuweit, Gregorio Fernández Aznar, Miguel Ángel Oliván Monge, Inmaculada Prieto Borrero y Amador Gómez López</i> Fundación CIRCE, Endesa Distribución y Enel Iberia	
<b>TÉCNICAS DE ANÁLISIS POST-MORTEM PARA UN ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO EFICIENTE</b>	<b>99</b>
<i>Emilie Bekaert, Lide Rodriguez, Daniel Bielsa, Raquel Ferret y Nuria Gisbert</i> CIC energigUNE	
<b>ANÁLISIS COMPARATIVO DE SISTEMAS DE GESTIÓN ENERGÉTICO DE AUTOCONSUMO PARA EL SECTOR RESIDENCIAL</b>	<b>105</b>
<i>Lucía Igualada y Cristina Corchero</i> Institut de Recerca en Energia de Catalunya (IREC)	
<b>EL USUARIO EN LAS SMART GRIDS: VEHÍCULO ELÉCTRICO, SMART BUILDINGS, CONTADORES INTELIGENTES Y AUTOCONSUMO:</b>	
<b>OPTIMIZACIÓN DE LA EFICIENCIA ELÉCTRICA EN 3D, SOBRE PLANTAS INDUSTRIALES Y EDIFICIOS, BASADA EN MINERÍA M2M CON SENSORES VOLTIMÉTRICOS PARA SMARTDATA</b>	<b>111</b>
<i>Vicente Rodilla Sala, Daniel Tello Cifre y Alejandro Valdés Bauset</i> CYSNERGY	
<b>LOS CIUDADANOS COMO ACTORES Y DESTINATARIOS DE LA TRANSFORMACIÓN DE LA GRID</b>	<b>117</b>
<i>Ana María Arias y Antonio Marqués</i> ETRA I+D	
<b>NUEVA GENERACIÓN DE SISTEMAS DE COMUNICACIONES PLC PARA ACOMETER LOS NUEVOS RETOS DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BT</b>	<b>123</b>
<i>Jaime Gandarias, Ibone García-Borreguero, Itziar Angulo, Igor Fernández, David de la Vega y Txetxu Arzuaga Canals</i> Tecnalia, Universidad del País Vasco (UPV/EHU) y ZIV	
<b>EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA EN VIVIENDAS EN RIESGO DE POBREZA ENERGÉTICA</b>	<b>128</b>
<i>Laura Romero Rodríguez, José Sánchez Ramos, Servando Álvarez Domínguez, M. Carmen Guerrero Delgado y José Luis Molina Félix</i> Universidad de Sevilla	
<b>REGULANDO LAS SMART GRIDS: LAS “MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES” EN PRIVACIDAD Y SEGURIDAD</b>	<b>134</b>
<i>Inmaculada Revuelta Pérez</i> Universidad de Valencia, IP Grupo LEGAMBIENTAL	
<b>ELECTRIFIC: SOLUCIONES PARA UNA ELECTRO-MOVILIDAD SOSTENIBLE</b>	<b>138</b>
<i>Benedikt Kirpes, Sonja Klingert, Tomas Schulze, Markus Eider, Andreas Berl, Robert Basmadjian, Hermann de Meer y María Pérez Ortega</i> Universidad de Mannheim-Alemania, Instituto de Tecnología de Deggendorf-Alemania, Universidad de Passau-Alemania y Gfi nv-Bélgica	
<b>GESTIÓN AVANZADA DE UNA VIVIENDA INTELIGENTE CON INTEGRACIÓN A TRAVÉS DE ALGORITMOS DE OPTIMIZACIÓN Y CONTROL ENERGÉTICO</b>	<b>144</b>
<i>Andreas Muñoz Zuara, Jorge Bruna Romero, Gregorio Fernández Aznar y Eduardo Poyato Ramos</i> CIRCE y Ayuntamiento de Málaga	
<b>SMART-METER INTEGRADO EN UNA ESTACIÓN DE RECARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS, CON GESTIÓN ACTIVA DE LA DEMANDA</b>	<b>150</b>
<i>Alicia Medina de Diego</i> Boslan ingeniería y consultoría	
<b>DIGITALIZACIÓN: PLATAFORMAS DE GESTIÓN DE DATOS, IOT, CIBERSEGURIDAD Y BLOCKCHAIN:</b>	
<b>INTEGRIDY – PLATAFORMA HABILITADORA DE LA TRANSFORMACIÓN DE LOS SMART GRIDS</b>	<b>155</b>
<i>Andrea Rossi, Javier Valiño y María Guadalupe Rodríguez</i> Atos	
<b>APIS COMUNES Y ABIERTAS EN TODAS LAS PLATAFORMAS</b>	<b>161</b>
<i>Martin Wagner Romero y M. Guadalupe Rodríguez</i> Atos Spain	
<b>SHAR-Q, INTEROPERABILIDAD Y DESCENTRALIZACIÓN COMO EJES DEL FUTURO ECOSISTEMA ENERGÉTICO</b>	<b>167</b>
<i>Juan Rico, Martin Wagner, Ugo Stecchi, Guadalupe Rodríguez, Begoña Molinete y Uxue Goitia</i> Atos y Clúster de Energía del País Vasco	
<b>INTEGRACIÓN DE DISPOSITIVOS IOT EN REDES BLOCKCHAIN</b>	<b>173</b>
<i>Fernando Monzón</i> everis IoT	

<b>SECUREGRID: NUEVAS TECNOLOGÍAS DE CIBERSEGURIDAD Y ANALÍTICA DE DATOS PARA SUBESTACIONES ELÉCTRICAS</b>	<b>177</b>
<i>Iñaki Angulo Redondo y Javier López Sarralde</i> TECNALIA y ZIV	
<b>ANÁLISIS Y EVOLUCIÓN DE CIBERSEGURIDAD EN EL IOT DE INFRAESTRUCTURAS CRÍTICAS ELÉCTRICAS</b>	<b>182</b>
<i>Adam Gauci, Sandeep Pathania, Mathieu Salles y Jose Manuel Ruiz</i> Schneider Electric	
<b>ASEGURANDO LA GESTIÓN EN ENTORNOS HETEROGÉNEOS: DATOS, INFRAESTRUCUTRA, IOT, CIBERSEGURIDAD, INDUSTRIA 4.0</b>	<b>187</b>
<i>José Antonio Jiménez y David Villanueva</i> KEYTRON y AERIN	
<b>DISEÑO DE MERCADO Y EVOLUCIÓN DEL MODELO DE NEGOCIO EN LAS SMART GRIDS:</b>	
<b>LA AGREGACIÓN DE RECURSOS DISTRIBUIDOS O CÓMO EL CONSUMIDOR PUEDE PARTICIPAR EN EL MERCADO</b>	<b>193</b>
<i>Pep Salas</i> SmartGrid.cat	



Energía altamente eficiente aquí



Para una energía altamente romántica aquí

### Sistema Avanzado de Gestión de la Distribución (ADMS)

En Italia, casi 32 millones de clientes cuentan con Enel para una energía fiable. Y Enel cuenta con la tecnología de red inteligente de Schneider Electric para distribuirla de manera eficiente. Nuestro ADMS le permite a Enel reducir las pérdidas de energía en un increíble 144 GWh por año, ayudando a la compañía a mantener Italia tan energéticamente eficiente como romántica.

[schneider-electric.com/adms](http://schneider-electric.com/adms)



@CongresoSG



# IV CONGRESO SMART GRIDS

Madrid 23 Noviembre 2017

ORGANIZA:



PATROCINIO PLATINO:



PATROCINIO ORO:

Life Is On



PATROCINIO PLATA:



an NTT DATA Company

APOYO INSTITUCIONAL:



COMUNICA:



COLABORA:



[www.congreso-smartgrids.es](http://www.congreso-smartgrids.es)

# GESTIÓN DE LA INTEGRACIÓN EÓLICA MASIVA EN REDES ELÉCTRICAS CON ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE LITIO-ION

Javier Sánchez, Responsable Comercial GRID, SAFT

**Resumen:** La comunicación aborda, desde la experiencia en operación, las particularidades, problemas y beneficios de integrar almacenamiento de energía en baterías de li-ion en un parque de generación eólica.

**Palabras clave:** Almacenamiento de Energía, Li-ion, Eólica, Regulación de Frecuencia, Energías Renovables, EMS

## INTRODUCCIÓN

SEV, compañía eléctrica que da servicio a las Islas Feroe hace unos años planteo un objetivo a 2020 que definía que para ese año el 75% de la energía que inyectara a la red tendría un origen renovable. En 2015 establecieron un nuevo parque eólico con una capacidad de producción de 18MW que representa el 18% del consumo anual. Actualmente el otro 42% de la energía proviene de los recursos hidráulicos de las islas y el 40% restante de generación térmica tradicional. Las Feroe están formadas por 18 islas donde habitan unos 50.000 habitantes que consumen alrededor de 300GWh de energía eléctrica al año.



Figura 1. Parque eólico de Hushagi en Islas Feroe.

Para el año 2030 SEV ha planteado el objetivo ambicioso, pero no por ello imposible, de alcanzar una generación 100% renovable. Los resultados de este proyecto de integración de almacenamiento en baterías de Li-ion ha aportado más claridad a la consecución del mismo.

## DEFINICIÓN DE LA NECESIDAD

Un sistema de las características y particularidades geográficas de las Islas Feroe que pretenda explotar e incrementar la penetración de sus recursos eólicos se enfrenta a una serie de problemas que se abordan a continuación.

En primer lugar, habría que señalar la “volatilidad” de la generación eólica. Se trata de un tipo de generación que presenta grandes fluctuaciones en la manera en la que se presenta y permanece disponible. Todo esto genera problemas de estabilidad de frecuencia y tensión en la red de distribución de la energía.

Esta problemática arrastra la necesidad de plantear una reserva cinética que haga frente a las fluctuaciones de la generación eólica que impactan en mayor o menor medida sobre la calidad de la red. Dicha reserva cinética es sostenida tradicionalmente por máquinas de generación térmica o grupos diésel, con el perjuicio ambiental que estas suponen, y el coste económico de las mismas por sus gastos de operación y mantenimiento.

Por tanto, al interconectar la necesidad de reducir la dependencia de energías fósiles en las islas, manifestado en sendos objetivos para 2020 y 2030, con la dependencia de dicha reserva cinética, surge la iniciativa de considerar un sistema de almacenamiento de energía, o mejor dicho de potencia, que cree una virtual máquina rotativa, con la particular ventaja de no consumir derivados del petróleo, sino excesos de la generación de la red de la isla.

## DISEÑO DE LA SOLUCIÓN

Básicamente la solución adoptada para establecer la reserva cinética virtual, es una batería de Li-ion de SAFT de 700KWh capaz de entregar potencia de forma continua hasta 2400KW. Al tratarse de un sistema de almacenamiento electroquímico, y por tanto en corriente continua, a fin de realizar la conversión de potencia, el BESS se integra en la planta a través de unos inversores de potencia capaces de gestionar tanto la carga como la descarga de las baterías en función de las necesidades de la red.

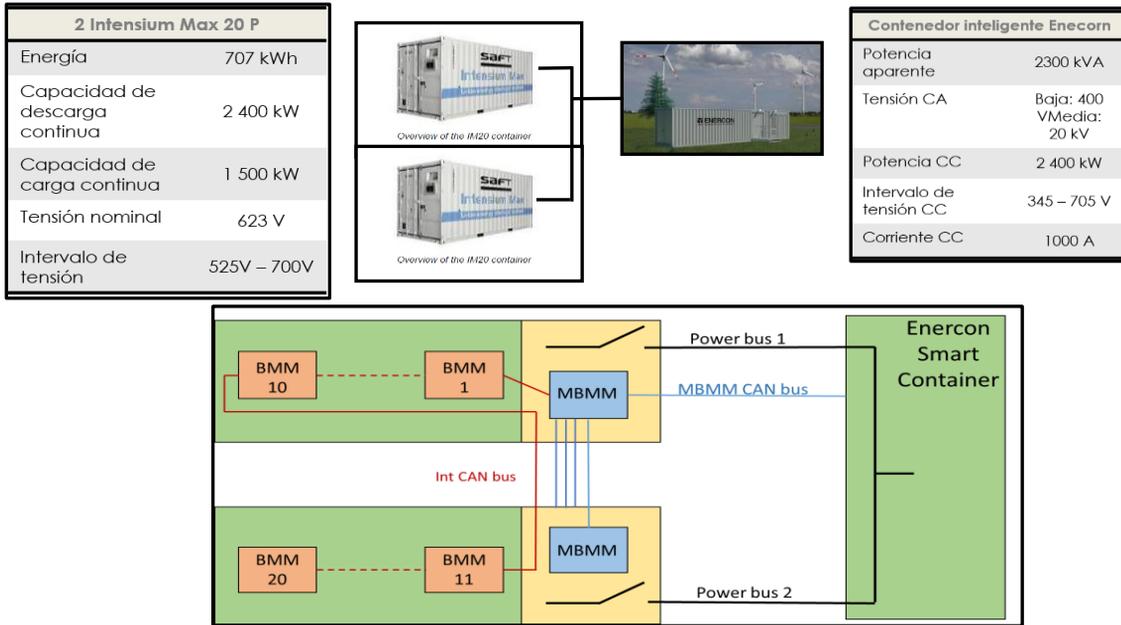


Figura 2. Esquema del BESS de Hushagi.

Para llevar a cabo el dimensionamiento necesario del sistema han sido necesarias diferentes simulaciones. Gracias a los datos proporcionados por SEV acerca de la capacidad de generación eólica de la planta con una resolución de 2s, ha sido posible desarrollar un sistema de almacenamiento muy optimizado que, desde su concepción, ha buscado el equilibrio entre las prestaciones en potencia y capacidad de almacenamiento.

La gestión del sistema de almacenamiento corre a cargo de un LEMS (Local Energy Management System) encargado de la gestión del SoC (Estado de Carga) de la batería, así como de los recursos de generación disponibles y las características instantáneas de la red.

En todo momento el LEMS está actuando sobre la generación de la planta eólica, así como sobre el flujo de energía en el punto de conexión, actuando sobre la capacidad de absorción o de entrega de potencia de la batería de Li-ion.

Un modelo generado en Matlab es capaz de reproducir las capacidades de la batería, así como los tiempos de respuesta de los inversores de frecuencia, concluyendo que el sistema de almacenamiento es capaz de ofrecer suavizados de entre 300 a 3000KW/min manteniendo los niveles de SoC dentro de los límites indicados por SAFT.

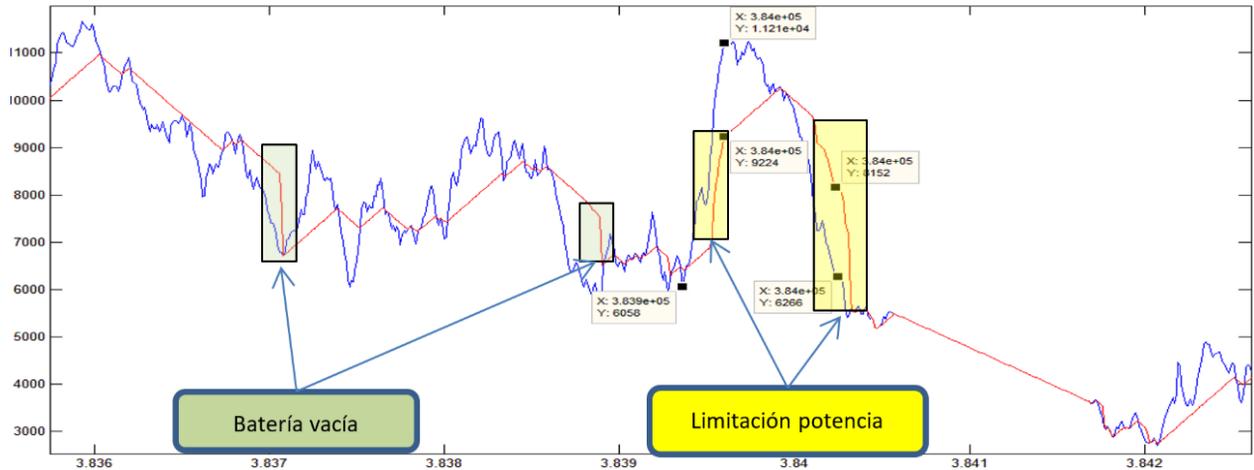


Figura 3. Simulación de generación pura eólica (azul) en combinación con el BESS (rojo).

### EL BESS DE HUSHAGI

El BESS de 700KWh de energía con una capacidad de descarga continuada de 2400KW y puntas de hasta 3300KW durante 10s está compuesto por dos contenedores de 20 pies “Intensium Max” IM20P HP. Cada contenedor está formado por 10 ramales de baterías de Li-ion de 623VDC nominales. Cada ramal individual está controlado por un BMM dedicado a gestionar la seguridad y perfectas condiciones de carga y equilibrio de todos los elementos de dicho ramal. Los diez ramales de un mismo contenedor de baterías se concentran en un MBMM encargado de unificar las aportaciones de capacidad de cada uno de los ramales en un solo bus de conexión de corriente continua.

Finalmente, los dos buses de corriente continua de los dos contenedores se concentran en uno solo de entrada al inversor de potencia de ENERCON.

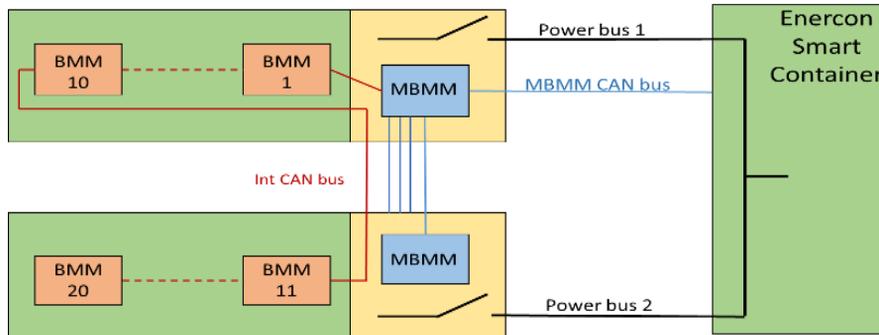


Figura 4. Esquema de conexión de las baterías de Li-ion de SAFT.

En concreto el sistema de inversores propuesto por ENERCON está integrado en un contenedor de 40 pies, donde podemos encontrar un conjunto de 7 inversores de potencia cada uno con una potencia de 330KVA, y un transformador de baja a media con una salida a 20KV, tensión en el punto de conexión.

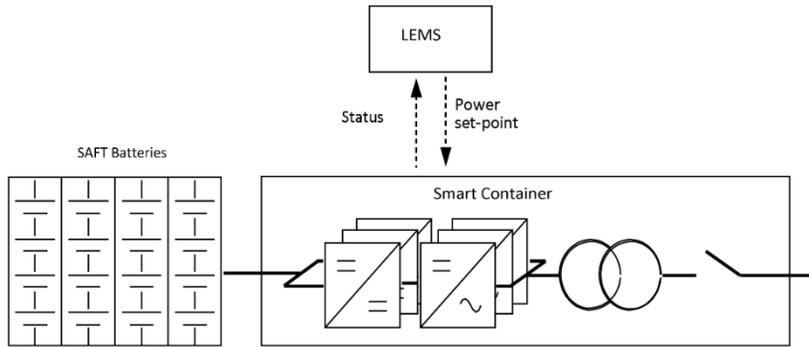


Figura 5. Esquema del conjunto global del BESS.

El conjunto BESS (Batería más inversores de potencia y transformador) está en permanente comunicación con el LEMS de la planta, a fin de informar a este de los recursos energéticos de entrega y absorción de potencia de que dispone, para ejecutar en tiempo real con una respuesta inferior a 70ms sus dos modos de operación definidos.

Los modos de operación del LEMS de la planta de SEV en Hushagi son los siguientes:

- Modo de Control de Gradiente
- Modo de Control de Frecuencia

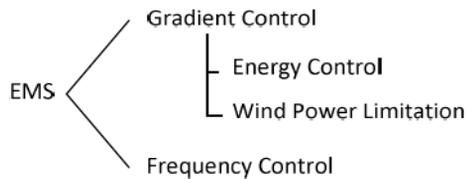


Figura 6. Modos de operación del LEMS.

Operando en Control de Gradiente, el LEMS monitoriza la capacidad de generación de la planta eólica y genera o absorbe el gradiente inverso desde el BESS a fin de suavizar la inyección a la red del conjunto de la planta.

Este modo puede ser usado en combinación con un control de energía que serviría para limitar la cantidad de energía cargada y descargada del BESS, lo cual es muy útil para controlar el envejecimiento de las baterías.

Por otro lado, y a fin de limitar la potencia inyectada durante eventos de producción bajo condiciones de extremas de fluctuación de viento, el LEMS puede operar la planta limitando la producción del parque eólico si las baterías no son capaces de absorber los excesos de potencia generados.

Por último, el LEMS presenta un modo de Control de Frecuencia a través del cual opera el conjunto global de la planta bajo una curva P(f) que es soportada por el BESS como soporte a la red.

## EXPERIENCIA OPERATIVA Y RESULTADOS

Los resultados obtenidos en campo han sido muy interesantes y han arrojado mucha información de interés en lo referente a como un sistema de almacenamiento de alta potencia puede colaborar de forma muy activa en la mejora de los servicios auxiliares de una planta de generación eólica.

En primer lugar, los resultados obtenidos durante los primeros 40 días de operación han determinado que las simulaciones que se realizaron con los datos proporcionados por SEV se han ajustado a la realidad.

Durante esos días se realizaron numerosos ciclos de carga y descarga de las baterías a diferentes SoC, y en numerosas ocasiones se intercambiaron hasta un 285% de la energía de la batería en un periodo de 24h, como puede observarse en la figura 7.

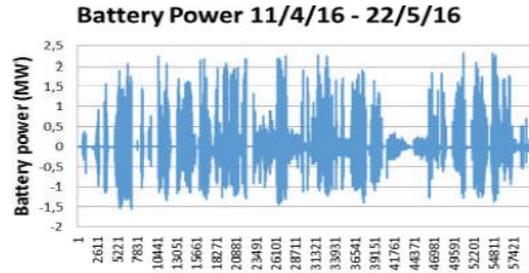


Figura 7. Datos de intercambio de potencia desde el BESS.

Desde un punto de Control de Gradiente, el sistema estuvo operando en un punto de trabajo de 20KW/s sin problema como puede observarse en la línea de color magenta de la siguiente gráfica (Figura 8), que representa la potencia de salida de la planta, claramente más suave a la azul, que representa la generación real del parque eólico. La pendiente máxima tanto de subida como de bajada de la curva magenta es 20MW/s.

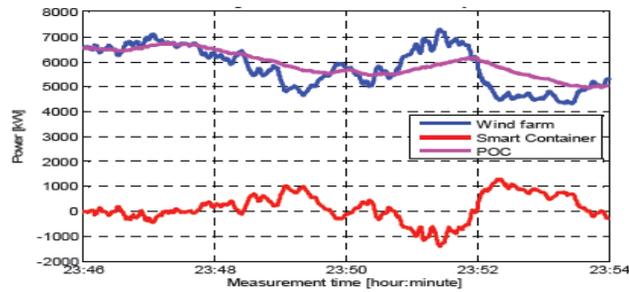


Figura 8. Curvas de generación e inyección final a la red.

Finalmente, y unos de los aspectos más interesantes de este proyecto, y que ha sido puesto de manifiesto tras la implementación y pruebas en campo, ha sido el significativo decremento de los recortes en producción por exceso de generación gracias a la integración del sistema de almacenamiento, pasando de un 28% en el invierno de 2014/15 a un 9% en el mismo periodo de 2016/17, como puede observarse en la figura 9.

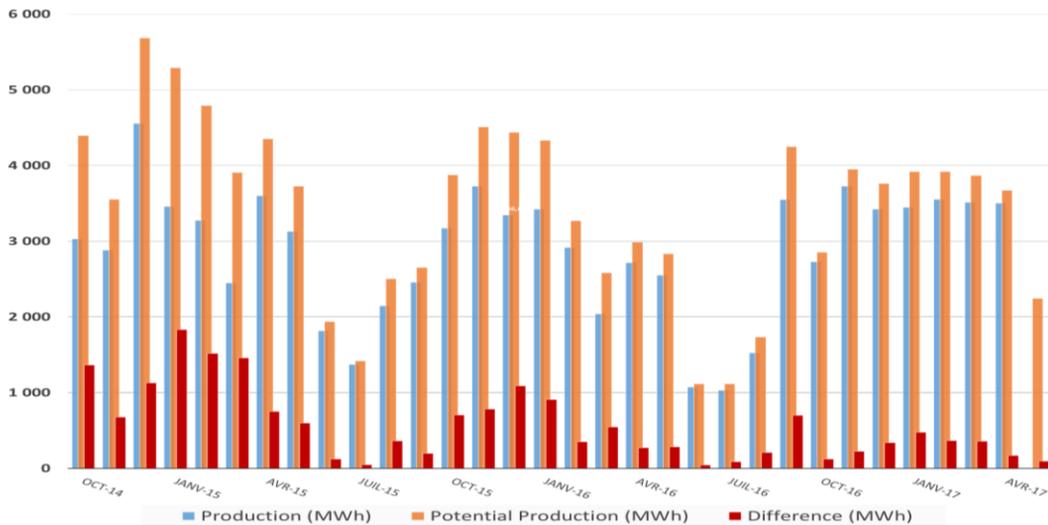


Figura 9. Comparativa de penetración de eólica.

## LECCIONES APRENDIDAS

En primer lugar, ninguno de los participantes de este proyecto hubiera podido haber realizado el proyecto sin los demás. La colaboración prestada entre el operador del sistema, el suministrador de la batería, así como el del sistema de control ha sido determinante para entender y analizar el problema, y finalmente diseñar, validar e implementar una solución técnica con un interesante retorno de inversión.

Ninguna pieza del sistema es la clave en la solución del problema. Todas y cada una de las ideas de los diferentes colaboradores afloradas durante el proceso iterativo de gestación y puesta en operación del sistema han sido determinantes.

A tenor de los resultados obtenidos en campo, SEV técnicamente podría plantear el sostener de forma estable su capacidad de generación con viento hasta en un 85%, basándose en sistemas de almacenamiento e inversores de potencia.

## AGRADECIMIENTOS

A Jesús Lugaro de SAFT y Daniel Gamboa y Jörg Anderlohr de Enercon.

## REFERENCIAS

- Power system needs – How grid codes should look ahead, Eckard Quitmann and Eike Erdmann, IET Renewable Power Generation, Volume 9, Issue 1, January 2015, p. 3 – 9
- MIGRATE-Project, [www.h2020-migrate.eu](http://www.h2020-migrate.eu)

# INFLUENCIA DE LA PROXIMIDAD DE LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE TRANSPORTE EN LA ESTIMACIÓN DE ESTADO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIAS

**José Herrera García**, Ingeniero RAMS y LCC, Patentes Talgo  
**Abderrahim Khamlichi**, Ingeniero, Centro Tecnológico de Alta Tensión (LCOE)  
**Fernando Garnacho**, Director, Departamento de Alta Tensión (LCOE)

**Resumen:** Debido al incremento de la demanda de potencia en las ciudades, líneas eléctricas subterráneas han sido añadidas gradualmente en las ya utilizadas galerías, que representan una nueva solución que permite un mantenimiento sencillo y aislado. Una línea eléctrica de transporte de alta tensión genera un gran campo electromagnético a su alrededor, afectando así a las líneas eléctricas cercanas. La estimación de estado es crucial para la gestión online en las nuevas Smart Grids, sin embargo, en algunos casos su uso no es correcto por el desconocimiento de las impedancias de la red. En este artículo se realiza un estudio sobre la influencia que genera la proximidad de una línea eléctrica de transporte en las impedancias de una red eléctrica de distribución que circula cercana a ella por la misma galería, y las consecuencias en la estimación de estado.

**Palabras clave:** Línea Eléctrica de Transporte, Alta Tensión, Estimación de Estado, Galería, Campo Electromagnético, Impedancia de la Red

## INTRODUCCIÓN

La estimación de estado juega un papel fundamental en los sistemas SCADA con el objetivo de observar y controlar eléctricamente los sistemas de potencia, y se ha puesto mucho esfuerzo en el desarrollo de diferentes métodos para las líneas de transporte, y en los últimos años en las redes de distribución.

Particularmente se ha puesto mucho hincapié para afrontar la falta de medidas redundantes en las redes de distribución. Una propuesta es el uso del llamado “Forecasting Aided State Estimation” (FASE) [1]. De la misma manera, en el proyecto europeo [2], un método para observar el sistema llamado “Nodal Load Observer” (NLO) fue desarrollado. De forma parecida a la mayoría de los métodos FASE, el método NLO usa un simple modelo de cargas para predecir la evolución en el tiempo del estado del sistema.

La calidad del estimador de estado resulta crucial en la gestión online de los sistemas de potencia y numerosos estudios se han publicado para dar una perspectiva general de la estimación de estado y el control para Smart Grids [3]. Sin embargo, en esos estudios la incertidumbre asociada a la medida es normalmente una estimación ad-hoc, y esta incertidumbre tiene una falta de perspectiva metrológica cuando en la realidad las incertidumbres deben ser consideradas en los algoritmos.

En el proyecto [2] se determinan las contribuciones de la incertidumbre a la estimación de estado del flujo de potencia y se desarrolla un método para encontrar el emplazamiento óptimo del sensor con el objetivo de conseguir la incertidumbre más baja. Sin embargo, esta propuesta no tiene en consideración la incertidumbre de la topología de la red como por ejemplo la incertidumbre de la impedancia de la línea. En su lugar, estos parámetros eran asumidos como conocidos, lo que no se asemeja a la realidad. Un proyecto reciente [4] que comenzó hace 3 años, desarrolla una propuesta para emplear métodos de estimación de estado para estimar las impedancias de las líneas eléctricas. Este intenta incrementar la veracidad de los estimadores de estado, pero la influencia que genera el acoplamiento magnético en las líneas de alta tensión [5] es analizada en esta comunicación.

## DESCRIPCIÓN DE LA RED DISEÑADA

El análisis de este estudio ha sido desarrollado en una red de distribución secundaria de 20 kV, que consiste en 19 diferentes subestaciones MT/BT denominadas como nudos. Esta red de media tensión suministra energía a un área de la ciudad de Málaga, donde cada uno de los nudos demanda una potencia específica. Las 19 subestaciones MT/BT están interconectadas mediante 18 tramos de línea, 14 de ellos están instalados mediante zanja, y los otros 4 tramos transcurren a lo largo de una galería. La conexión de las pantallas a tierra es mediante solid-bonding para cada sección de la red de distribución.

Una línea de transporte de 220 kV está localizada en la misma galería que la red de distribución de 20 kV. Ambas redes transcurren a lo largo de la misma galería durante los 4 tramos anteriormente mencionados, lo que supone 1.5 km de un total de 5.7 km (ver figura 1). Cuando la línea de transporte está cargada, esta genera un campo electromagnético que afecta a las impedancias de la red de distribución, y consecuentemente a los resultados de la estimación de estado.

Esta influencia generada depende de la configuración de los cables (tresbolillo o en capa) y la distancia entre ambas redes eléctricas.

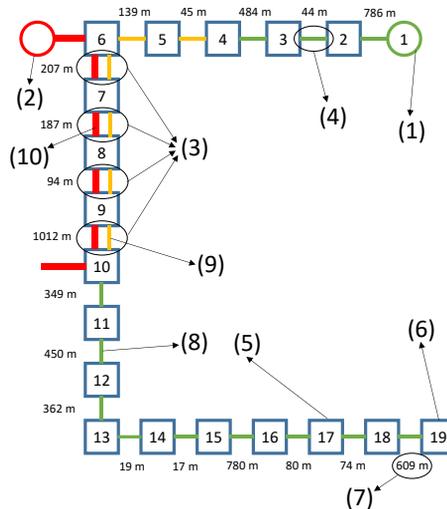


Figura 1. Diseño de las redes. (1)- Red de distribución (verde y amarillo). (2)- Línea de transporte (rojo). (3)-Tramos en galería. (4)- Tramo en zanja. (5)-Nudo 17. (6)- Nudo 19, fin de la red de distribución. (7)- Longitud del tramo. (8)- Cable RHZ1 12/20kV 1x240 Al (color verde). (9)- Cable RHZ1 12/20kV 1x150 Al (color amarillo). (10)- Cable RHZ1 220kV 2000 + T375Al.

Todos los tramos en zanja y en galería de la red de distribución de 20 kV presentan una configuración de cables al tresbolillo, sin embargo, la configuración de los cables de la línea de transporte va a presentar diferentes configuraciones, de cara a poder observar el comportamiento del estimador de estado.

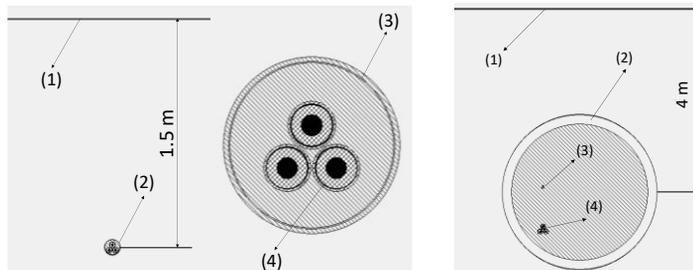


Figura 2. Diseño de la zanja a la izquierda. Diseño de la galería a la derecha: Figura a la izquierda: (1)- Nivel de tierra. (2)- Tubería. (3)- Zoom tubería. (4)- Sistema de 3 cables aislados. Figura a la derecha: (1)- Nivel de tierra. (2)- Galería. (3)- Red de distribución. (4)- Línea de transporte.

La zanja diseñada para la red de distribución tiene una distancia de enterramiento de 1.5 m, y los cables están en contacto en el interior de una tubería de 0.15 m de diámetro (ver fig. 2), mientras que la galería diseñada para la red tiene una distancia de enterramiento de 4 m, y consiste en un túnel de hormigón de 3 m de diámetro (ver fig. 3).

La distribución del suministro de potencia en la red de distribución de 20 kV se presenta en la tabla I. De acuerdo con la tabla I, el nudo 3 es el único nudo que aporta potencia a la red, los demás nudos son consumidores de potencia.

Nudo	Potencia (MVA)	Nudo	Potencia (MVA)
1	/	11	1.4859
2	0.2727	12	0.7164
3	-0.9362	13	0.2508
4	0.3304	14	0.3283
5	1.6719	15	0.6523
6	0.4919	16	0.3958
7	0.8703	17	0.1810
8	0.6804	18	1.3228
9	0.9694	19	0.5480
10	0.7599		

Tabla I. Potencia en los nudos de la red de distribución.

Es estudio ha sido realizado para el régimen estacionario, en el cual la red de distribución suministra 11 MVA, y la línea de transporte suministra 400 MVA. Se ha considerado para los cálculos un factor de potencia de +0.8 para ambas redes. Los resultados se van a exponer en sistema por unidad, considerando 1 MVA y 20 kV como las bases de potencia y de tensión respectivamente, así pues, la impedancia base resulta 400 Ω.

### ESTIMADOR DE ESTADO DISEÑADO PARA LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Se ha diseñado un algoritmo para la estimación de estado de la red de distribución, con el objetivo de poder observar la influencia que causa la inclusión de la línea de transporte en la galería. La estimación de estado está basada en el método de mínimos cuadrados ponderados, y está implementada en Matlab con el algoritmo de Levenberg-Marquardt.

La ecuación para la estimación de estado es la que sigue a continuación:

$$Zm = h(x) + F \quad (1)$$

donde: (siendo  $m \geq n$ ).

$Zm$  es el vector de medidas ( $m \times 1$ )

$x$  es el vector de variables de estado que ha de ser estimado ( $n \times 1$ );

$h$  es un vector de funciones no lineales que relaciona las variables de estado con las

$F$  es el vector de errores ( $m \times 1$ )

En este estudio, el vector de medidas  $Zm$  está compuesto de las potencias inyectadas en los nudos y las potencias de flujo, y el vector  $x$  de variables de estado está formado por las tensiones de los nudos que no presentan medida.

### Validación del estimador de estado

El mejor modelo de estimador de estado que se ha conseguido ha sido aquel que tiene medidas en los nudos 1, 3, 6, 9, 12, 15, 18 (ver fig. 3).

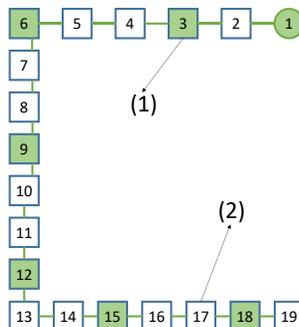


Figura 3. Estimador de estado para la red de distribución:(1)- Nudo con medida. (2)- Nudo sin medida.

Los resultados obtenidos con el estimador de estado permiten afirmar que este funciona correctamente, ya que las diferencias entre los resultados del estimador y los valores reales presentadas en la Tabla II son insignificantes y aceptables para un estimador.

Nudo	Error en módulo de la tensión (%)	Error en argumento de tensión (min)	Nudo	Error en módulo de la tensión (%)	Error en argumento de tensión (min)
2	0.00000	-0.00002	11	0.00000	0.00003
4	0.00000	0.00018	13	0.00000	-0.00002
5	0.00000	-0.0002	14	0.00000	-0.00001
7	0.00000	-0.00008	16	0.00000	0.00000
8	0.00000	0.00004	17	0.00000	0.00000
10	0.00001	-0.00046	19	0.00000	0.00000
MEDIA				0.00000	0.00005

Tabla II. Errores del estimador de estado diseñado.

## INFLUENCIA DE LA LÍNEA DE TRANSPORTE EN LA MEDIDA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

En este apartado se estudian las diferencias que introducen en las medidas y por tanto en el estimador de estado la línea de transporte al 100% de carga con diferentes disposiciones (casos estudiados dependiendo de la configuración que tiene la galería).

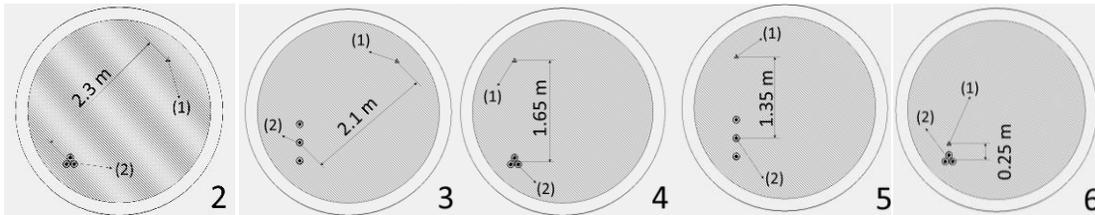


Figura 4. Diferentes casos estudiados. (1)- Red de distribución. (2)- Línea de transporte.

Se ha comprobado que las diferencias introducidas en el módulo de la tensión son inexistentes. Para el argumento de la tensión las diferencias son también muy pequeñas, sin embargo, la diferencia porcentual es muy significativa, siendo 15-25% valores comunes para los diferentes casos estudiados. Las variaciones introducidas en los argumentos son el principal problema para el estimador de estado. Estas están relacionadas con la distancia existente entre ambas redes eléctricas y las distintas formaciones de los cables. En las siguientes figuras aparecen ilustrados algunos de los resultados más significativos obtenidos a lo largo de este estudio, que demuestran lo anteriormente comentado.

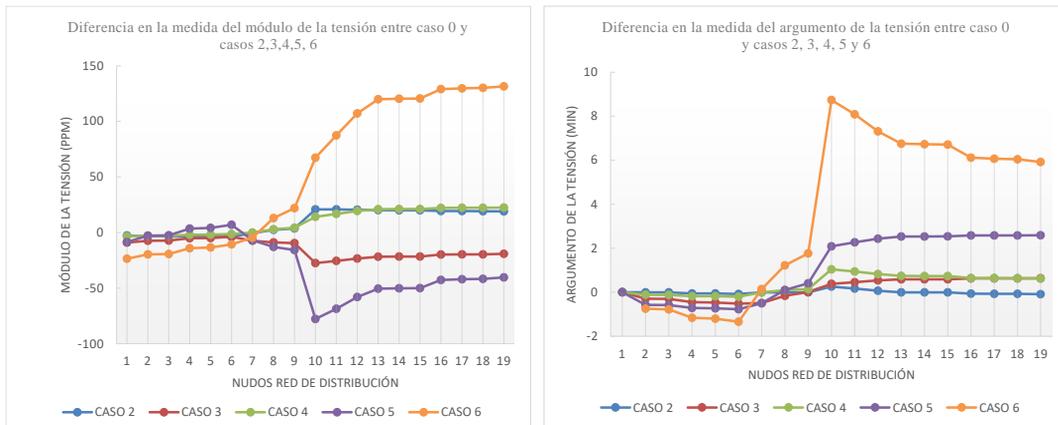


Figura 5. Diferencia en la medida en los diferentes casos.

Como se puede observar en la figura 5, el desequilibrio en la medida se produce en torno a los nudos 6, 7, 8, 9 y 10, que son los nudos pertenecientes a la galería, por lo que se puede afirmar que la línea de alta tensión afecta a las medidas directamente. Además, la mayor diferencia se produce en el nudo 10, que coincide con el tramo más largo de la galería. La configuración en capa produce una mayor variación en las medidas que la configuración en tresbolillo (ver caso 2 comparado con caso 3, y caso 4 comparado con caso 5). La razón por la que sucede es que en un sistema trifásico al tresbolillo, los campos magnéticos generados por las corrientes que circulan en los cables se cancelan unos a otros.

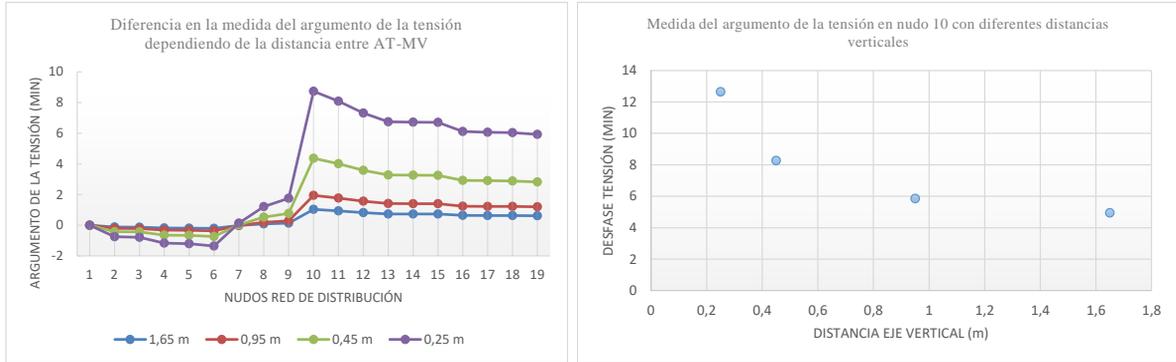


Figura 6. Diferencia en la medida del argumento de la tensión dependiendo de la distancia entre AT-MT.

La figura 6 demuestra que la distancia existente entre la línea de transporte y la red de distribución tiene una influencia exponencial en el argumento de la tensión. En la parte derecha de la imagen, se puede observar la medida del argumento de la tensión para el nudo 10, donde se observa de forma más clara esta influencia exponencial.

## INFLUENCIA DE LA LÍNEA DE TRANSPORTE EN EL ESTIMADOR DE ESTADO

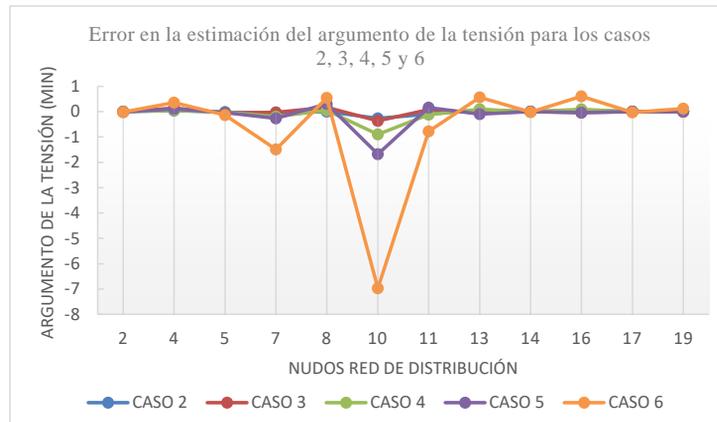


Figura 7. Error en estimación de estado para los diferentes casos.

La figura 7 muestra el error que existe en el argumento de la tensión que es calculado por el estimador de estado para los diferentes casos estudiados (los nudos con medida no están incluidos puesto que el error es 0). Como se puede observar, los resultados que proporciona el estimador de estado no son correctos, e introducen errores en las medidas. Se ha comentado en el anterior apartado que los errores son pequeños, pero que la diferencia porcentual que producen es muy significativa. Para demostrar lo anterior de manera objetiva se pone como ejemplo la tabla III, donde se representan los errores máximos de las potencias calculadas por el estimador de estado para los diferentes casos. Estos errores se introducen debido a las diferencias porcentuales de los argumentos de la tensión. Como se puede observar son errores muy abultados, y no admisibles en un sistema de gestión de energía como podría ser la gestión online de una Smart Grid.

CASO	Potencia activa Inyectada p.u.	Potencia reactiva Inyectada p.u.	Potencia de Flujo activa p.u.	Potencia de Flujo reactiva p.u.
2	1.85	1.59	1.85	1.59
3	2.68	2.68	2.35	2.35
4	0.99	0.99	3.58	3.58
5	9.23	9.23	3.38	3.38
6	6.65	6.65	25.14	25.14

Tabla III. Error máximo (P.U.) en las potencias estimadas para los casos 2, 3, 4, 5 y 6.

## CONCLUSIONES

Los sistemas de protección de la red de distribución no van a ver afectado su funcionamiento debido a la inclusión de la línea de transporte en la galería. El principal problema es la gestión de la potencia en la red de distribución, pues los módulos y en menor medida los argumentos de las tensiones están estimados dentro de unos valores aceptables. Si se deseara continuar controlando la gestión de la red de distribución con el estimador de estado, este debe ser modificado. La solución óptima para el control de la red es el diseño de un estimador de estado que dependiendo de la carga que circule por la línea de transporte, modifique la matriz de admitancias nodales de su base datos.

## AGRADECIMIENTOS

El estudio reflejado en el artículo ha recibido apoyo desde el programa EMRP, que ha sido fundado por los países participantes en EURAMET y la Unión Europea (ENG63).

## REFERENCIAS

- [1] Yih-Fang Huang; Stefan Werner; Jing Huang; Neelabh Kashyap; Vijay Gupta. "State estimation in electric power grids Meeting new challenges presented by the requirements of the future grid", Browse Journals & Magazines; IEEE Signal Processing Magazine; Vol. 29 Issue: 5; 22nd August 2012; DOI: 10.1109 /MSP.2012.2187037
- [2] "Metrology for Smart Electrical Grid"; EURAMET- JRP ENG04 SmartGrids, <http://www.smartgrid-metrology.eu/>
- [3] Md Masud Rana and Li Li. "An Overview of Distributed Microgrid State Estimation and Control for Smart Grids"; Sensors 2015, 15, 4302-4325; doi:10.3390/s150204302
- [4] ENG63 "Sensor network metrology for determination of electrical grid characteristics" European Metrological Research Program, 2014.
- [5] J. Herrera, J. Martínez, A. Khamlichi "Influencia de la proximidad de líneas subterráneas de transporte en la estimación de estado de redes de distribución secundaria", ETSII, Madrid, 2017.

# ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE IP SOBRE PLC PARA APLICACIONES EN SMART GRIDS MÁS ALLÁ DE LA MEDIDA AVANZADA

**Noelia Uribe-Pérez**, Investigadora, Centro de Desarrollo de Energías Renovables - Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CEDER-CIEMAT)

**Itziar Angulo**, Investigadora, Universidad del País Vasco (UPV/EHU)

**David de la Vega**, Profesor titular, Universidad del País Vasco (UPV/EHU)

**Txetxu Arzuaga**, Metering Business Development Manager, ZIV Automation

**Resumen:** En la actualidad, PLC es una de las tecnologías más empleadas en los sistemas de medida avanzada, especialmente en Europa. La capacidad adicional existente en el canal para otras aplicaciones relacionadas con Smart Grids sólo ha sido validada hasta ahora en pruebas en laboratorio. Este trabajo estudia, mediante medidas de campo en una microrred real, la viabilidad de la transmisión de datos adicionales (mediante tecnología IP) al tráfico de datos de medida avanzada (mediante tecnología PRIME). El estudio muestra la capacidad multiservicio de la tecnología PLC y aporta resultados útiles para el futuro desarrollo de Smart Grids más allá de la medida avanzada.

**Palabras clave:** Power Line Communications, Smart Metering, Aplicaciones en las Smart Grids

## INTRODUCCIÓN

El papel fundamental de los sistemas de comunicaciones en el desarrollo de las *Smart Grids* (SG) ha sido ya demostrado, siendo los sistemas de medida avanzada o *Automated Metering Infrastructure* (AMI) la primera aplicación en extenderse. Respecto a las tecnologías, las comunicaciones de banda estrecha sobre cable eléctrico o *Narrow Band - Power Line Communications* (NB-PLC), destacan como una de las tecnologías más empleadas para AMI, especialmente en Europa.

Sin embargo, la infraestructura PLC podría permitir el desarrollo de otras aplicaciones basadas en la transmisión de datos. En (Sendín et al., 2014) se estudia la posibilidad de utilizar el canal disponible en sistemas NB-PLC para otros servicios relacionados con las SG, y en (Sendín et al., 2015) se demuestra mediante simulaciones la implementación de comunicaciones IP en el canal disponible. Posteriormente, medidas de campo realizadas en un entorno real demostraron la viabilidad de dicha implementación (Uribe-Pérez et al., 2017). En este trabajo se evalúan las aplicaciones relacionadas con las SG que podrían utilizar dicha transmisión de datos, en base a los resultados obtenidos.

## TRANSMISIÓN DE DATOS IP SOBRE PLC

La campaña de medidas llevada a cabo tenía como finalidad conocer la tasa de transmisión de datos disponible en el canal de transmisión, en función de la ocupación de los datos de telemedida. Con el fin de validar la implementación de IP sobre PLC, se diseñó una campaña de medidas cuyos resultados se resumen a continuación.

## Escenario de las Pruebas

### *La Microrred del CEDER-CIEMAT*

Las medidas se llevaron a cabo en el Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER), perteneciente al Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales, y Tecnológicas (CIEMAT). Las instalaciones del CEDER-CIEMAT cuentan con una microrred, un amplio despliegue de recursos energéticos distribuidos o *Distributed Energy Resources* (DER), fuentes renovables en su mayoría, y distribuidos en torno a 7 centros de transformación (CT), tal y como puede verse de forma esquemática en la Figura 1. Las medidas se llevaron a cabo en un CT de la microrred que cuenta con un extenso despliegue de sistemas, tanto de generación como de almacenamiento distribuido (área punteada de la Figura 1). Este CT cuenta con dos transformadores que dan lugar a sendos ramales eléctricos, cada uno de ellos con los DER mostrados en la Figura 1.

Con el objetivo de dotar a la microrred de un sistema de monitorización y gestión, se procedió a instalar un sistema AMI (Uribe-Pérez et al., 2015). Para ello, se instaló un *Smart Meter* (SM) con un nodo de comunicaciones embebido asociado a cada uno de los DER y sendos concentradores de datos o *Data Concentrators* (DC) en cada uno de los CT. Para el caso de CT con dos transformadores, como ocurre en el escenario de las medidas, se instaló un DC en cada uno

de ellos, de forma que uno de los DC hace las veces de “repetidor” del tráfico de comunicaciones en su ramal eléctrico. La tecnología que implementa el sistema AMI de la microrred del CEDER-CIEMAT es PowerLine Intelligent Metering Evolution (PRIME), en su versión 1.3.6, y sus características más relevantes para las medidas se describen a continuación.

### **PLC-PRIME v.1.3.6**

El estándar PRIME (ITU-T G.9904) utiliza la tecnología NB-PLC dentro del rango 40 – 90 kHz. PRIME define una configuración de la subred de comunicaciones en forma de árbol, con dos tipos de nodos posibles. Por un lado, el nodo base o *Base Node* (BN), encargado de gestionar y mantener la subred; y los nodos de servicio o *Service Nodes* (SN), que se conectan al BN y tienen la función de mantener la conectividad de la subred y enviar tramas de comunicaciones. Los BN se encuentran normalmente embebidos en los DC (en el caso del escenario de las medidas, en el DC maestro, ya que esta función se deshabilita en el DC esclavo) y los SN están incluidos en los SM asociados a cada DER.

Tanto el BN como los SN acceden al canal durante un periodo con contienda, definido por el estándar en el control de acceso al medio, para lo cual BN y SN trabajan de forma sincronizada. Además, PRIME utiliza el estándar CSMA-CA, que gestiona las colisiones que ocurren cuando dos dispositivos quieren transmitir al mismo tiempo.

Además, el estándar define una capa de convergencia que hace de interfaz entre las capas inferiores y las capas de aplicación para la transmisión de datos. Esta capa es la encargada de adaptar datos de otras aplicaciones al formato de transmisión de las señales PRIME, y contiene, entre otras, subcapas específicas para adaptar el formato IP (tanto IPv4 como IPv6) a la estructura de datos PRIME, lo que permite transmitir paquetes IP sobre subredes PRIME de forma eficiente. De esta forma, el BN es capaz de manejar diferentes perfiles de comunicaciones de forma simultánea, tales como el de tráfico de medida generado por los SM, o datos con formato IP relativos a cualquier otra aplicación.

## **Metodología de Medida y Resultados Obtenidos**

A continuación, se enumeran de forma sintética los equipos empleados en la campaña de medidas:

- Nodo de comunicaciones portátil o Portable Base Node (PBN): este equipo hace las veces de nodo de comunicaciones y además incluye capacidades IP. Se emplearon tres PBN, descritos a continuación (la Figura 2 muestra la topología equivalente a nivel de comunicaciones del conexionado, identificando los roles de cada uno de los nodos):
  - o PBN-BN: uno de los PBN se configuró como BN, por lo que pasa a ser el gestor de la subred.
  - o PBN-SNA y PBN-SNB: los otros dos PBN se configuraron como nodos de servicio (SN), pasando a denominarse SNA y SNB, respectivamente. Estos PBN-SN se registrarán en la subred gobernada por el PBN-BN.
- SM: todos los SM del CT evaluado forman parte de las medidas, en concreto, sus nodos embebidos, ya que se registrarán en la red. Se utilizaron dos escenarios de medidas, con un total de 9 y 13 nodos. Los SM son los encargados de generar diferentes tipos de tráfico:
  - o Tráfico de control PRIME: se genera de forma automática para el mantenimiento y operativa de la subred, y se compone principalmente de datos de señalización e información topológica. Este tipo de tráfico está siempre presente en la subred.
  - o Datos de medida instantáneos: se trata de peticiones configuradas en el DC, el cual interroga cada minuto a todos los SM de su subred sobre los datos de medida instantáneos, ya sean de consumo o de generación. Este tráfico se añade al tráfico de control de la subred.
  - o Perfiles de valores temporales: peticiones originadas en el DC, que interroga a un SM concreto sobre sus datos de medida almacenados entre una fecha inicio y una fecha fin vía servicio web.

Además, la herramienta software “Iperf” es la encargada de generar el tráfico IP y de medir el rendimiento de la red en forma de tasa de bits (Iperf, 2016). En el escenario de la comunicación entre el BN y un SN, iperf se ejecuta conectado al PBN-BN y al PBN-SNB, respectivamente. Para el escenario de la comunicación entre dos SN, iperf se ejecuta conectado al PBN-SNA y al PBN-SNB, respectivamente.

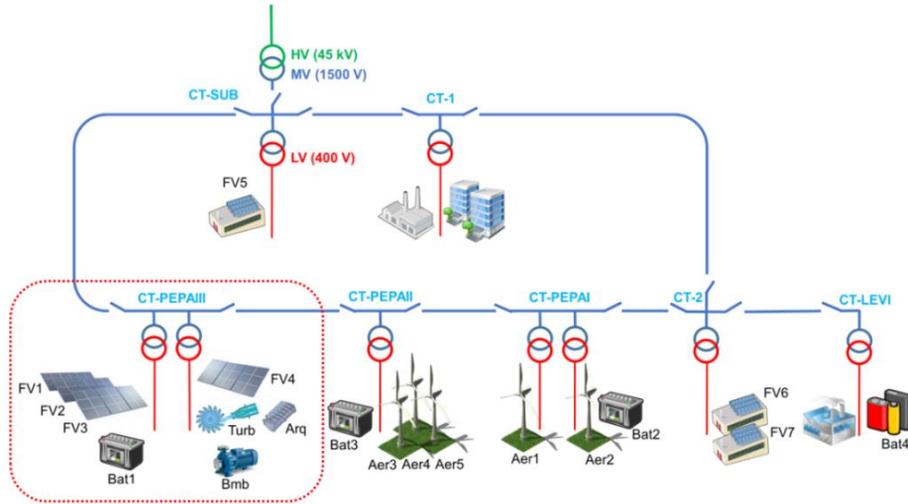


Figura 1. Esquema de la microrred del CEDER-CIEMAT. El área punteada identifica al CT en el que se realizaron las medidas.

La configuración en detalle de las medidas y los parámetros empleados pueden consultarse en (Uribe-Pérez et al., 2017).



Figura 2. Ejemplo de topología a nivel de comunicaciones.

Los resultados obtenidos en las medidas, recogidos en la Tabla I, validan los resultados de las pruebas en laboratorio (Sendín et al., 2015) y demuestran de forma práctica que la capacidad adicional existente en un sistema AMI puede dar cabida a otras aplicaciones. Esto último se ha demostrado mediante la implementación de IP sobre PRIME, pero no implica necesariamente que la aplicación deba ser necesariamente IP.

Resultados de laboratorio						
Tráfico/Nº SNs	Tipo de tráfico		Control + tráfico de medida			
		2	8	8		
BN – SNA	4,50–5,29 kbps	4,06– 4,32 kbps	3,31–3,75 kbps			
SNA – SNB	1,52–1,85 kbps	-	-			
Resultados en campo						
Tráfico/Nº SNs	Tipo de tráfico		Control + instantáneos		Control + perfiles	
	9	13	9	13	9	13
BN – SNA	4,88 kbps	4,46 kbps	4,47 kbps	3,52 kbps	2,39 kbps	2,88 kbps
SNA – SNB	1,51 kbps	1,32 kbps	1,55 kbps	0,95 kbps	1,26 kbps	0,96 kbps

Tabla I. Resultados de las medidas realizadas en tasa de bits (Uribe-Pérez et al., 2017).

La Figura 3 muestra una captura de iperf ejecutado en el lado del servidor, en el que se puede ver el flujo de datos recibido y las tasas de bits obtenidas para cada intervalo, así como la tasa de bits al final de la sesión.

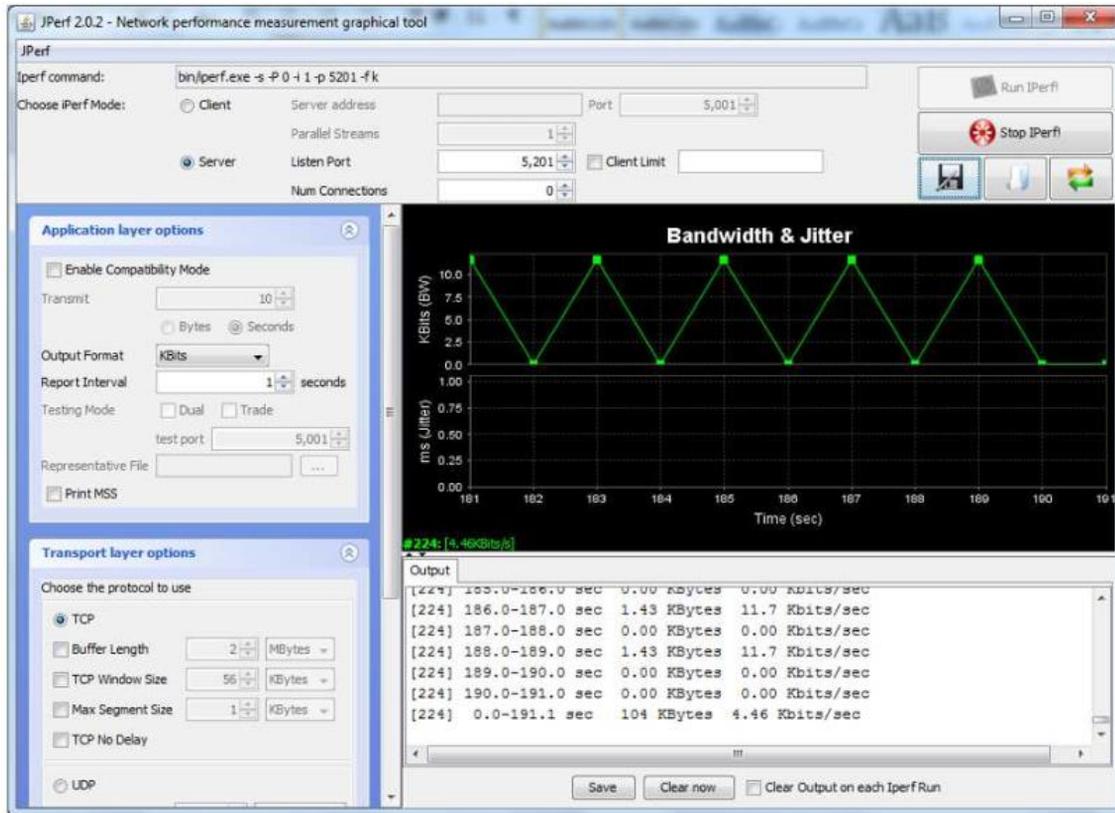


Figura 3. Captura del programa iperf ejecutado en el lado del servidor.

## ESTUDIO DE LAS APLICACIONES DE IP SOBRE PRIME

Tras la presentación de los resultados obtenidos con la implementación de IP sobre PRIME, en este apartado se discuten las posibles aplicaciones de dicha implementación.

En la literatura existen diferentes trabajos que abordan los requisitos de las Smarts Grids a nivel de comunicaciones (Gungor et al., 2013) (U.S. Department of Energy, 2010) (Yan et al., 2012). En general, el criterio más restrictivo, aunque no el único, es el ancho de banda disponible, que cuantifica la velocidad a la que pueden transmitirse los datos. El ancho de banda disponible varía mucho según la aplicación. Por ejemplo, mientras que aplicaciones de video y datos, así como las encargadas de la prevención y detección de riesgos en las redes precisan de altas tasas de bits, otras tareas relacionadas con la medida o la automatización en remoto pueden realizarse con tasas de bits menores. Otros requisitos que han de cumplir los sistemas de comunicaciones son: la latencia (tiempo que tardan en llegar los datos desde un punto de la red al receptor ubicado en otro punto); la fiabilidad (nivel de confianza que precisa la transferencia de datos para cumplir con una tarea específica) y, por último, la seguridad (la capacidad del sistema para prevenir y combatir ataques externos). La Tabla II recoge algunas de las principales aplicaciones en SG especificando sus criterios más importantes desde el punto de vista de las comunicaciones.

Aplicación	Seguridad	Tasa de bit	Fiabilidad	Latencia
Automatización de subestaciones	Elevada	9,6 – 56 kbps	99,0 – 99,99 %	15 – 200 ms
Monitorización de redes	Elevada	9,6 – 56 kbps	99,0 – 99,99 %	15 – 200 ms
Aplicaciones domésticas	Elevada	~ kbps	99,0 %	~ s
Tarificación	Elevada	~ bps	99,0 %	~ 10 s
Sistemas de medida avanzada	Elevada	1 -100 kbps / nodo 500 kbps troncal	99,0 – 99,99 %	2000 ms
Conexión remoto	Elevada	100 B	99,0 – 99,99 %	100 ms
Sistemas de detección de riesgos	Elevada	600 – 1500 kbps	99,0 – 99,99 %	15 – 200 ms
Gestión de la demanda	Elevada	14 – 100 kbps / nodo	99,0 %	500 ms – 5 m
Gestión de cortes	Elevada	56 kbps	99,0 %	2000 ms
Automatización de la distribución	Elevada	9,6 – 56 kbps	99,0 – 99,99 %	20 – 200 ms
Gestión de la distribución	Elevada	9,6 – 56 kbps	99,0 – 99,99 %	100 ms – 2 s
Gestión de equipos	Elevada	56 kbps	99,0 %	2000 ms
Gestión de datos de medida	Elevada	56 kbps	99,0 %	2000 ms
Gestión de recursos energéticos	Elevada	9,6 – 56 kbps	99,0 – 99,99 %	300 ms – 2 s
Vehículo eléctrico a red	Elevada	9,6 – 56 kbps	99,0 – 99,99 %	2 s – 5 m
Carga de vehículo eléctrico	Elevada	9,6 – 56 kbps	99,0 – 99,99 %	2 s – 5 m

Tabla II. Requisitos para aplicaciones en Smart Grids (Gungor et al., 2013) (U.S. Department of Energy, 2010).

Atendiendo a esos requisitos, el sistema presentado podría implementar las siguientes aplicaciones:

- Gestión de recursos: los requisitos para la monitorización y el control de red van desde los 9,6 a los 56 kbps (ver Tabla II) por lo que las características del sistema presentado no serían aplicables a sistemas de gestión complejos. Sin embargo, sí sería posible implementar tareas relacionadas con la generación distribuida, menos exigentes por tratarse de una microrred. Por ejemplo, algunas señales sencillas de desconexión, o incluso señales P/Q para mantener los valores de voltaje dentro del rango deseado.
- Comunicaciones en redes domésticas: los requisitos de comunicaciones se adecúan bien con las posibilidades del canal y además existe un progresivo aumento de electrodomésticos que incluyen algún tipo de comunicación. Las posibles aplicaciones irían encaminadas a la gestión del lado de la demanda y a tareas relacionadas con gestores energéticos domésticos, principalmente.
- Aplicaciones para compañías eléctricas: el escenario presentado puede ser útil para algunas tareas importantes para las distribuidoras y comercializadoras eléctricas como la tarificación, la señalización y la gestión de conexiones y desconexiones, principalmente.

Finalmente, el uso de la tecnología IP para aprovechar los recursos adicionales del canal presenta una serie de ventajas ampliamente conocidas (fiabilidad, sencillez, seguridad, robustez y el ser un estándar abierto). Precisamente esto es lo que ha facilitado su amplia difusión y su uso cada vez más extendido en aplicaciones de supervisión y control en el sector energético, tales como la gestión de la demanda, el control de la generación distribuida y la integración del consumidor (Baker et al., 2011). Aunque aún no hay un consenso claro al respecto, parece que el soporte IP podría garantizar la interoperabilidad entre diferentes tecnologías, así como la inclusión de aplicaciones ya existentes en formato en IP.

## CONCLUSIONES

En este trabajo se demuestra mediante medidas de campo la viabilidad de la transmisión de datos adicionales sobre un sistema AMI basado en NB-PLC, para aplicaciones más allá de la medida. Las pruebas realizadas confirman que PLC-PRIME puede ser utilizado como plataforma multiservicio, incluyendo aplicaciones relacionadas con la gestión en remoto, la señalización o en redes domésticas. Futuros trabajos extenderán las medidas a un mayor número de nodos y al análisis de diferentes parámetros IP que permitan maximizar la capacidad del canal; así mismo, se incluirá el estudio de la latencia para poder profundizar en las limitaciones de esta implementación.

## AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha sido parcialmente financiado por el Gobierno Vasco (IT.683-13 y ELKARTEK KK-2017/00071).

## REFERENCIAS

- Baker, F. & Meyer, D., 2011, Internet Protocols for the Smart Grid,” Internet Engineering Task Force (IETF).
- Gungor, V.C. et al., 2013, A survey on Smart Grid potential applications and communication Requirements, in IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 9, no. 1, pp. 28-42.
- IPERF Tool. JPERF, Graphical Frontend for IPERF – Network Performance measurement graphical tool (Version jperf-2.0.2). Disponible online: <https://github.com/AgilData/jperf> (7 junio 2016)
- Sendin, A., Arzuaga, T., Urrutia, I., Berganza, I., Fernandez, A, Marron, L., Llano, A., & Arzuaga, L., 2015, Adaptation of Powerline Communications Based Smart Metering Deployments to the Requirements of Smart Grids, *Energies*, 8, 13481–13507.
- Sendin, A., Urrutia, I., Garai, M., Arzuaga, T. & Uribe-Pérez, 2014, Narrowband PLC for LV smart grid services, beyond Smart Metering, in Proceedings of the 18th IEEE International Symposium on Power Line Communications and its Applications (ISPLC), Glasgow, Scotland, 168–172.
- Uribe-Pérez, N. et al., 2017, TCP/IP capabilities over NB-PLC for Smart Grid applications: Field validation, IEEE International Symposium on Power Line Communications and its Applications (ISPLC), pp. 1-5.
- Uribe-Pérez, N., Hernández, L., Gómez, R. Soria, S., de la Vega, D., Angulo, I., Arzuaga, T. & Gutiérrez, L., 2015, Smart management of a distributed generation microgrid through PLC PRIME technology. In International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), 374-379.
- U.S. Department of Energy (DOE), 2010, Communications Requirements of Smart Grid Technologies. Disponible online: <https://energy.gov/gc/downloads/communications-requirements-smart-gridtechnologies>.
- Yan, Y., Qian, Y., Sharif, H. y Tipper, D., 2012, A survey on smart grid communication infrastructures: Motivations, requirements and challenges, *IEEE Commun. Surveys & Tutorials*, no. 99, pp. 1–16.

# HERRAMIENTAS AVANZADAS PARA MONITORIZACIÓN Y OPERACIÓN DE REDES MT/BT

**Antonio Gómez Expósito**, Catedrático de Universidad, E.S.I. de la Universidad de Sevilla

**Daniel Morales Wagner**, Director Técnico, Ingelectus Innovative Electrical Solutions

**Susana Carillo Aparicio**, Head of Living Labs, Endesa Distribución Eléctrica

**Antonio de la Villa Jaén**, Profesor Titular de Universidad, E.S.I. de la Universidad de Sevilla

**Esther Romero Ramos**, Profesor Titular de Universidad E.S.I. de la Universidad de Sevilla

**Pedro Cruz-Romero**, Profesor Titular de Universidad, E.S.I. de la Universidad de Sevilla

**Isidro Díaz Caballero**, Project Manager, Ingelectus Innovative Electrical Solutions

**Adolfo Gastalver Rubio**, CS Engineer, Ingelectus Innovative Electrical Solutions

**Francisco Javier Leiva Rojo**, Living Labs Project Manager, Endesa Distribución Eléctrica

**Resumen:** El presente artículo muestra los fundamentos, detalles de implantación y resultados de campo de un estimador de estado (EE.) para redes de distribución MT/BT en el contexto del proyecto de investigación MONICA (Monitorización y control avanzado de redes de distribución en MT y BT), desarrollado en la red real de SmartCity Málaga y liderado por Endesa. Las redes de distribución se ven obligadas a acomodar cada vez más elementos activos, tales como generación distribuida, almacenamiento, operación descentralizada y bidireccional de la red, vehículos eléctricos, etc. El objetivo general del proyecto consiste en desarrollar una suite de herramientas de monitorización y diagnóstico para las redes de distribución, similares a las que tradicionalmente han existido en las redes de AT. La integración del EE. permitirá dar un salto cualitativo en el análisis de este tipo de redes: desagregación y localización de pérdidas técnicas y no técnicas de la red, solucionar problemas de tensiones, sobrecargas, desequilibrios, etc. en resumen, permitiendo hacer más eficiente todo el uso de la energía en MT y BT.

**Palabras clave:** Estimador de Estado en Redes de Distribución, Reparto de Cargas, Smart Grids, Monitorización, Operación

## INTRODUCCIÓN

Hasta hace escasos años no se consideraba factible, técnica ni económicamente, la posibilidad de implementar un EE. en este tipo de redes (MT y BT), pero el despliegue de las *smart grids*, en particular los contadores digitales teledados y los teledatos asociados a los sistemas de automatización de la distribución, están aportando nuevas fuentes de información que permiten abordar con garantías el objetivo de que las redes de distribución (MT y BT) estén dotadas de los mismos sistemas de supervisión y control que las de transporte (AT). A la vista de todo lo anterior las empresas distribuidoras están tendiendo a desarrollar Sistemas de Gestión (DMS) cada vez más sofisticados y completos para la MT, y con incorporación gradual de la BT [1]. Las empresas eléctricas necesitan cada vez más elementos para optimizar sus sistemas de gestión de las redes y mejorar la propia operación. En este contexto surge la necesidad de desarrollar un EE. que utilice en tiempo real toda la información de la red inteligente para mejorar la operación del sistema, permitiendo además incorporar a los DMS aplicaciones que aprovechen al máximo toda la información proporcionada por el EE. El EE. desarrollado será pionero en estos niveles de tensión, y tendrá como objetivo poder ser extrapolado a otras distribuidoras en un contexto mundial. En un entorno sin embargo con un alto grado de adquisición de medidas como el que se plantea, es esencial hablar de herramientas que aprovechen toda esta información, siendo mucho más apropiado hablar de estimadores de estado y no de repartos de cargas. El algoritmo de Estimación de Estado permite obtener de forma óptima el estado de operación de la red en un instante determinado utilizando toda la información suministradas por los instrumentos de medida instalados en la red. Con objeto de mostrar las principales diferencias entre el EE. y el método tradicional de reparto de cargas, se presenta la tabla I.

	Estimador de estado	Reparto de cargas
Método	Estadístico	Determinista/probabilístico
Número de medidas	Más medidas que estados (redundancia)	Igual número de medidas que estados
Tipología y distribución de medidas	Mayor diversidad	Restringida
Caracterización incertidumbre de medidas	Posible	Imposible
Detección de errores en modelo o medidas	Posible	Imposible

Tabla I. Comparativa estimación de estado - reparto de cargas.

## EL PROYECTO MONICA

En el proyecto MONICA, a diferencia de otros proyectos en el ámbito de redes de distribución [2], se aborda de forma global la monitorización de toda la red de distribución incorporando las redes de baja tensión con modelos trifásicos y haciendo uso de toda la información disponible, en particular los contadores inteligentes. En el proyecto se ha desarrollado y desplegado toda una red de sensores de medida en media y baja tensión, permitiendo registrar todas las magnitudes eléctricas necesarias con las que nutrir al EE. El EE. aprovechará toda la información recibida en tiempo real de los sensores desplegados y los contadores inteligentes para, a través del resto de aplicaciones, hacer un diagnóstico de las causas de los distintos problemas existentes en la red, para así poder evitarlos o mejorarlos según corresponda.

La figura 1 muestra un esquema de las herramientas de monitorización y diagnóstico en tiempo real propuesto para redes de MT y BT en el proyecto MONICA.



Figura 1. Herramientas de monitorización y diagnóstico en tiempo real en redes de MT/BT.

## METODOLOGÍA

### Estimador de estado para redes de distribución MT/BT

El EE. constituye el núcleo principal del proceso de monitorización de las redes incluidas en el proyecto MONICA. Los estimadores del estado determinan el estado más probable de un sistema de energía a partir de conjuntos de medidas adquiridas de forma remota que se recogen periódicamente por sistemas SCADA a través de unidades terminales remotas. Desde su introducción por Schweppe a finales de 1960, la herramienta de estimación de estado se ha beneficiado de un gran número de desarrollos teóricos y mejoras prácticas [3].

Para este proyecto se han desarrollado dos estimadores de estado, en función de las características de la red: un EE. monofásico para redes de MT y un EE. trifásico para redes de BT.

La red de media tensión se suele encontrar bastante más equilibrada que la red de baja y ese es el motivo principal para optar por la solución de un estimador monofásico. En las redes de BT, si los desequilibrios no son despreciables, se pueden producir distorsiones notables de la estimación. Los estimadores de estado trifásicos presentados en la literatura se refieren todos a sistemas a tres hilos, uno por cada fase. Puesto que el esquema más extendido en las instalaciones de baja tensión es un sistema trifásico a cuatro hilos, y con gran interés en estimar magnitudes como la intensidad de neutro y la caída de tensión entre neutros y tierra, se requiere replantear la estimación trifásica clásica para incorporar el conductor de neutro [4]. Además, debe estudiarse con cuidado las ecuaciones resultantes para buscar un EE. robusto que solvete los problemas ya comunes en redes de media tensión que se ven aún más acusados en la red de BT, a saber: cocientes R/X muy elevados, numerosas medidas de inyección, medidas con muy diferente peso, efectos capacitivos despreciables, tramos muy cortos, etc. Todo ello provoca problemas de mal condicionamiento en los modelos matemáticos que condicionan su planteamiento y resolución. Por todo lo anterior, se ha desarrollado un EE. con una nueva formulación desde el punto de vista matemático para solucionar el mal condicionamiento numérico en las matrices.

### Entradas al estimador de estado

El EE. se basa en dos fuentes de información, la topología de red y las medidas disponibles. Las características de cables y transformadores se obtuvieron de la base de datos de Endesa. Una de las principales ventajas del EE. en comparación con otros métodos es que el estimador permite incorporar un mayor número de medidas (redundancia) y magnitudes eléctricas distintas (tensión, potencia, intensidad).

En media tensión, las siguientes medidas están disponibles cada 5 minutos:

- Tensión, potencia activa y reactiva en el alimentador de salida de la subestación AT / MT.
- Tensión, potencia activa y reactiva consumida por los clientes de media tensión.
- Tensión y potencia generada por generadores de media tensión.
- Tensión, corriente, potencia activa y potencia reactiva en los centros de transformación.

Para la estimación del estado de baja tensión, con una frecuencia de quince minutos, las medidas disponibles son las siguientes:

- Tensión, potencia activa y reactiva en el lado de baja tensión del transformador y corriente en la cabecera de los alimentadores de baja tensión.
- Tensión, potencia activa y reactiva de todos los clientes conectados, obtenidos a través de los contadores inteligentes.

Un esquema genérico de la ubicación de los sensores en un alimentador de MT con varios centros de transformación y clientes se muestra en la figura 2. El límite entre la red de media tensión y la red de bajo voltaje es el bus de baja tensión del transformador; por lo tanto, el transformador pertenece a la red de media tensión. La figura 2 muestra la ubicación, la topología y las diferentes mediciones disponibles para ser usadas en el EE. balanceado de media tensión y el EE. trifásico de bajo voltaje.

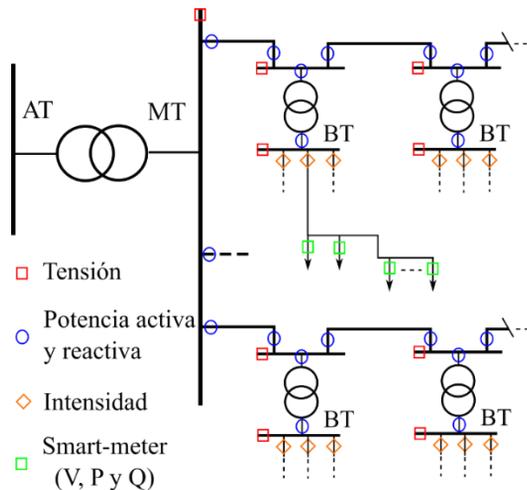


Figura 2. Esquema genérico de la ubicación de los sensores en un alimentador de MT con varios centros de transformación y clientes.

La caracterización de las incertidumbres de las medidas utilizadas en un proceso de estimación de estado es un aspecto que afecta de manera muy relevante los resultados del algoritmo.

## RESULTADOS

### Simulación en red real de BT

En esta sección se presenta un ejemplo de aplicación del EE. en una red real de BT. La red utilizada se corresponde con un centro de distribución, propiedad de Endesa Red, objeto de estudio en el proyecto MONICA. En primer lugar, se construye un modelo eléctrico con la topología de la red, incluyendo todos los parámetros eléctricos de los elementos

que la forman. El centro de distribución da suministro a 395 clientes (1500 kW de potencia contratada), cada uno de ellos con su correspondiente contador inteligente telegestionado, repartidos entre 32 puntos de conexión a red (PCR). La longitud total de la red es de 2052 metros, los cuales incluyen las líneas generales de alimentación (LGA) de cada PCR.

Una vez ejecutado el EE. es posible conocer cualquier magnitud de la red, por ejemplo:

- Tensiones de todos los nudos.
- Flujos de potencia activa y reactiva por todos los tramos de la red. Desagregados entre las fases y el neutro.
- Consumos o generaciones en todos los puntos de la red.
- Pérdidas de potencia en todos los elementos de la red. Desagregados entre fases y neutro.
- Corrientes por todos los tramos de la red.

En la figura 3 se muestran las pérdidas en los cables de la red, desagregadas por fase y neutro, durante un día completo. Se observa cómo la fase B se encuentra más cargada durante la mayor parte del día, provocando unas significativas pérdidas en el neutro.

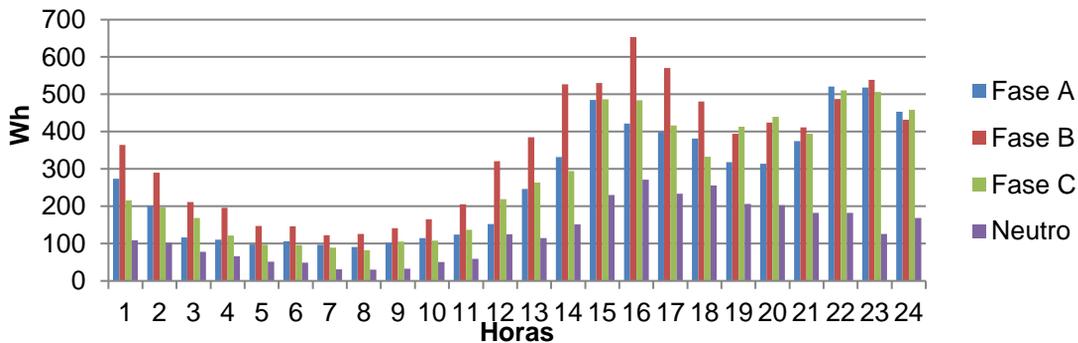


Figura 3. Desagregación de pérdidas en cables de BT.

Como se muestra en la tabla I, otra de las posibilidades que ofrece el EE. es la detección e identificación de medidas erróneas. Con el objetivo de mostrar esta capacidad, para uno de los 24 escenarios simulados del día 23 de marzo, se ha realizado el siguiente ensayo:

1. Se ejecutó el EE. eliminando las medidas de dos contadores ubicados en el PCR 2865XX, las cuales no se introdujeron de forma intencionada con el propósito de simular una pérdida de comunicación, una medida errónea o una conexión fraudulenta. El consumo de estas dos medidas era de 8098 W. En la Figura 4 se muestra el resultado del EE. en esta simulación. Se observa como la estimación de consumo en el PCR 2865XXX, obtenida por el estimador, de 12644 W difiere bastante de la medida introducida de 8100 W. El EE., mediante un algoritmo específico, bajo determinadas condiciones permite identificar esta medida como medida errónea y eliminarla.

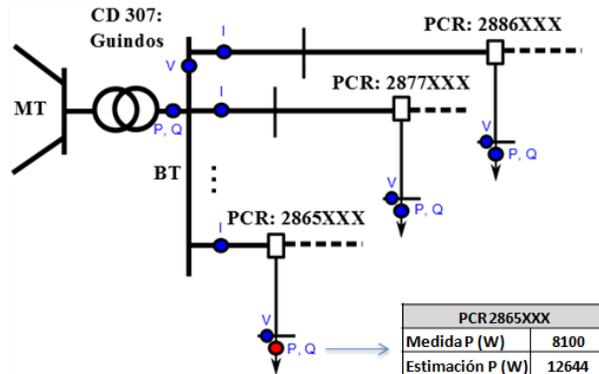


Figura 4. Resultado del estimador de estado con error simulado.

2. Se elimina la medida identificada como errónea y se vuelve a ejecutar el estimador. Como puede apreciarse en la Figura 5, el estimador calcula un consumo en el PCR muy próximo al consumo real aun sin disponer de las medidas suprimidas de los 2 contadores.

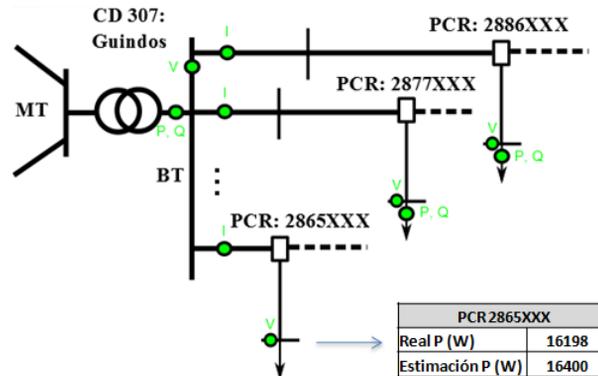


Figura 5. Resultado del estimador de estado tras eliminar la medida errónea.

## CONCLUSIONES

Los resultados de las simulaciones realizadas demuestran el potencial del EE. de cara a optimizar la operación y planificación de las redes de distribución de media y baja tensión, con las siguientes funcionalidades:

- Identificación/detección de medidas erróneas. Esta medida errónea puede deberse a un fallo en el sensor de medida, por problema en comunicaciones, por la existencia de un fraude, etc.
- Mejorar los balances de energía, permitiendo una mejor detección de pérdidas no técnicas.
- Desagregación de las pérdidas totales técnicas y no técnicas.
- Evaluar las sobretensiones y subtensiones de la red.
- Evaluar las sobrecargas en la red.
- Analizar los desequilibrios. Intensidades a través del neutro.
- Optimizar la planificación de la red.

## REFERENCIAS

- [1] Gomez-Quiles, C.; Gomez-Exposito, A.; de la Villa Jaen, A.; "State Estimation for Smart Distribution Substations" IEEE Trans. on Smartgrids, Special Issue on "Applications of Smart Grid Technologies on Power Distribution Systems", vol.3 (2), pp. 986-995, June 2012.
- [2] "Proyecto Price-Gdi: Gestión de la generación distribuida" (Ref.: IT-2011-1501-920000). Convocatoria INNPACTO. 2011-2014.
- [3] A. Abur and A. Gómez-Expósito, Power System State Estimation: Theory and Implementation. New York: Marcel Dekker, 2004.
- [4] de la Villa-Jaen A.; Cruz Romero, P.; Gómez Expósito, A.; "Substation data validation by a local three-phase generalized state estimator", IEEE Transactions on Power System, Vol 20 (1), pp. 264-271, Feb. 2005.
- [5] "Proyecto Integración Efectiva de Recursos en la Gestión Distribuida de Redes MT/BT" (Ref.: ENE2014-54115-R) financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad y con fondos Feder.

# SOLUCIONES PARA LA MEJORA DE LA OPERACIÓN Y EL MANTENIMIENTO DE LA RED BT: PROYECTO UPGRID

**Raúl Bachiller Prieto**, Project Manager, Iberdrola  
**Ana González Bordagaray**, Resp. Sistema Gestion BT, Iberdrola  
**Mónica Pintado**, Technical Manager, GE Power  
**Laura Marrón Merino**, Application Engineer, ZIV Automation  
**Sandra Riaño Fernández**, Investigadora, Tecnalia

**Resumen:** El proyecto UPGRID, más concretamente su demostrador español, propone soluciones para la mejora de la operación y mantenimiento (O&M) de las redes eléctricas BT en un entorno smart grids. La primera solución es la especificación e implantación de un sistema novedoso de gestión de las redes BT con disponibilidad de una representación gráfica fiable de la red e interacción con los sistemas pre-existentes. En segundo lugar, el desarrollo de la capacidad de control en redes BT (IP sobre infraestructuras PLC PRIME) y mejora de supervisión de estas redes de telecomunicaciones. Por último, el análisis de eventos generados por los contadores inteligentes para la mejora de la O&M de la red BT. Se aportan resultados, experiencias y conclusiones recabadas hasta el momento en el demostrador.

**Palabras clave:** Redes Inteligentes, Red BT, Supervisión, Operación, Control, Mantenimiento, PRIME

## INTRODUCCIÓN

Es de destacar la gran importancia que tiene la red eléctrica BT para el consumidor final. Sin embargo, debido a las recientes mejoras en desarrollos tecnológicos y a la gran inversión necesaria, solo desde hace unos pocos años ha comenzado a dotarse de la inteligencia necesaria (García, J., 2016). El proyecto UPGRID está contribuyendo a esta tendencia probando y desplegando soluciones reales. Una evolución que facilita, y seguirá haciéndolo en el futuro, nuevas oportunidades para hacer frente a los retos de corto y medio plazo del sector eléctrico (incremento de la penetración de fuentes de energía distribuida, tsunami de datos provenientes de la telegestión, nuevos roles de las distribuidoras eléctricas (DSOs) como facilitador del mercado, etc.) y, al mismo tiempo, una mejora de la calidad de servicio ofrecida a los consumidores (mejora de los tiempos de reposición de suministro ante incidencias; más precisa, actualizada e inmediata información, etc.) facilitando su participación activa en el mercado eléctrico.

## PROYECTO UPGRID

UPGRID es un proyecto de innovación financiado por la Unión Europea dentro del programa marco HORIZON 2020 (Grant Agreement Nº 646.531). Tiene como objetivo promover el desarrollo e implementación de soluciones reales y probadas para habilitar la integración flexible de la gestión activa de la demanda y la generación distribuida a través de redes BT y MT completamente controlables. Se caracteriza por un alto componente práctico al contar con cuatro grandes demostradores en Bilbao (España), Lisboa (Portugal), Åmål (Suecia) y Gdynia (Polonia). Está liderado por Iberdrola Distribución Eléctrica, en adelante Iberdrola, y para su desarrollo se apoya en la experiencia de 19 socios de 7 países europeos. Para más información: <http://upgrid.eu/>. El demostrador español del proyecto UPGRID se desarrolla en la ciudad de Bilbao y alrededores. Cubre aproximadamente 2.150 CTs y 400.000 consumidores (González, A., 2017). El demostrador parte de los desarrollos y despliegue realizados en el proyecto Bidelek Sareak: <http://bidelek.com/>

## DESARROLLOS

### Sistema avanzado de gestión de la red BT

Se ha implementado una herramienta avanzada para la gestión de la red BT (en adelante, herramienta BT). Esta hace uso de la representación gráfica, consistente y fiable de la red BT (no existente hasta la fecha) resultado del demostrador. El modelado se genera automáticamente mediante un interface con el sistema de información geográfico (GIS) en operación de Iberdrola apoyándose en el Common Information Model (CIM). El esquemático del interior de los centros de transformación (CTs) y la traza de las líneas BT representados (no existentes en el GIS) son parte relevante del valor añadido. La herramienta BT ha sido integrada con otros sistemas pre-existentes en Iberdrola (Figura 1) con objeto de evitar la redundancia de datos y explotación de los existentes. Esto permite a los usuarios

(operadores de Centro de Control y brigadas de campo) disponer de información, tanto cuasi-tiempo real como histórica, de equipos de supervisión (contadores inteligentes, supervisores BT en CTs y supervisión avanzada BT) y de los atributos de los elementos en campo. Esto, sumado a la capacidad de los usuarios de representar gráficamente cambios temporales en la topología de red durante los trabajos de campo, hace un modelo dinámico, mostrando en todo momento una imagen actualizada de la red que no existía hasta el desarrollo del demostrador.

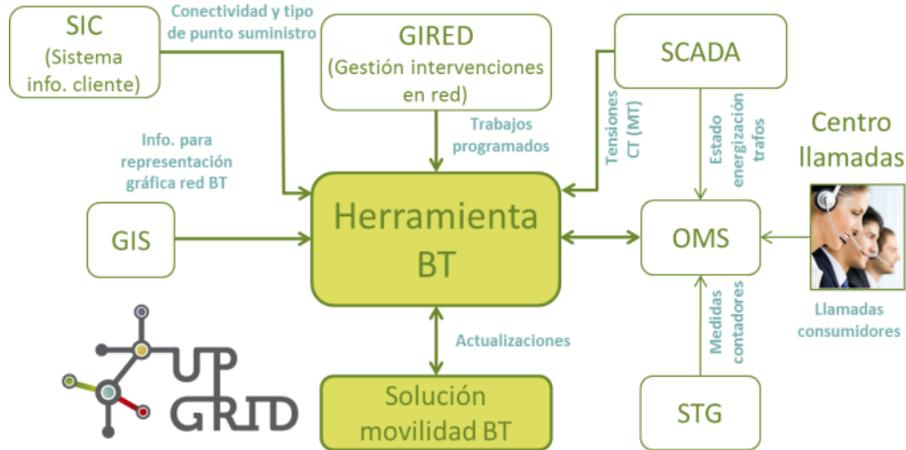


Figura 1. Esquema simplificado de la integración de la herramienta BT e información intercambiada.

El despliegue de la herramienta BT en el demostrador ha consistido en una solución software para ordenadores de sobremesa, destinada a centros de control, y otra para dispositivos móviles (tablet) para las brigadas de campo. Un total de cuatro brigadas del área del demostrador han sido formadas en el manejo de la herramienta. Hasta la fecha, un total de 583 incidencias BT han sido registradas en la herramienta durante 6 meses en 2017, de las cuales 52 han sido gestionadas con el dispositivo móvil mediante el personal formado. La mayoría de las incidencias se localizan en botellas y empalmes o están relacionadas con fusibles tanto en CTs como en cajas generales de protección (CGPs).

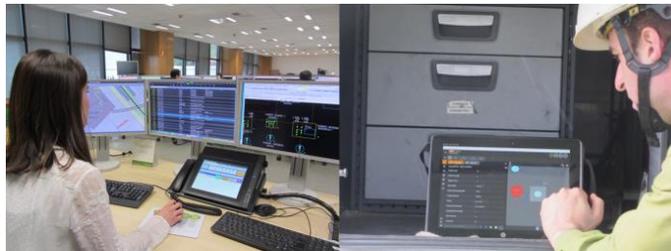


Figura 2. Uso en operación de la herramienta BT: Centro control (izqda.), Brigada de campo (dcha.).

## Subredes PRIME multiservicio y gestionables

Existen dos objetivos en esta área de trabajo. Por un lado, definir una arquitectura que permita redes multiservicio (combinando lectura de contadores inteligentes (telegestión) con nuevos servicios como el control remoto en BT) sobre la infraestructura PRIME existente; y por otro, desplegar una solución software para la monitorización de los parámetros básicos de dicha infraestructura. Se han llevado a cabo pruebas tanto en laboratorio como en instalaciones reales para evaluar técnica y operativamente los desarrollos en forma de casos de uso reales (Tabla I). Una nueva generación de equipos, PRIME Gateway (GTP), ha sido diseñada y desarrollada con el propósito de incluir, en una solución compacta e instalable en la red BT, la capacidad IP sobre PRIME. Una de las aplicaciones más interesantes que permite el tráfico IP sobre PRIME en BT es el control remoto de dispositivos en red (RTUs, interruptores, inversores, etc.) usando una infraestructura ya existente y desplegada de forma masiva (red PRIME) por Iberdrola en su red BT española para el cumplimiento del mandato de instalación e integración efectiva de los contadores inteligentes.

Caso de uso	Descripción y objetivos
CT con unidad de control remoto (RTU) existente	El medio de comunicación existente con la RTU (Ethernet) es sustituido por PRIME. Esto significa que el tráfico de la RTU (IEC 60870-5-104) se transporta sobre PRIME en vez de sobre Ethernet. Así pues, el tráfico de la RTU y de telegestión comparten el canal PRIME.
CT sin acceso remoto de comunicaciones	Para CTs en los cuales no se dispone de cobertura GPRS/3G suficiente para permitir una buena conexión con el STG. El GTP provee de una conexión IP sobre PRIME en una localización alternativa (ej. en un cuarto de contadores cercano al CT).
Respaldo entre líneas BT	Para solución de socorro entre líneas BT en redes malladas. Si una de las líneas o CT sufre un incidente, existiría una alternativa para recuperar el servicio accionando remotamente un interruptor (IP sobre PRIME). <i>(No validado por no disponer de esta topología de red).</i>

Tabla 1. Casos de uso definidos para validar la aplicación de redes PRIME multiservicio.



Figura 3. Instalación en campo del caso de uso 1. Equipos PRIME GTP (derecha) y RTU (al fondo).

La red PLC PRIME desplegada para telegestión es un canal de comunicación y como tal requiere de monitorización. Esta necesidad es aún más importante en el contexto de la subred multiservicio donde aplicaciones adicionales son integradas. Por tanto, es requisito inicial para añadir de forma segura, por ejemplo, el control sobre PRIME si impactar en la telegestión. El demostrador ha ampliado las capacidades de monitorización de la red PRIME instalando en remoto una nueva versión del firmware en 40 concentradores de datos (aproximadamente 14.000 contadores inteligentes) para que soporten el protocolo simple de administración de red con información gestionada PRIME (SNMP PRIME MIB, en sus siglas en inglés). La herramienta web desarrollada recoge la información relevante de los equipos de la subred PRIME monitorizada (demostrador: número de “Terminales” y “Repetidores”, según PRIME).

## Análisis de eventos de contadores inteligentes

Se ha explorado el procesamiento y análisis offline de eventos generados por contadores inteligentes para añadir valor adicional a la observabilidad y mantenimiento en BT. Se han desarrollado cuatro herramientas para el tratamiento de los eventos bajo distintos criterios de agrupamiento temporal (día, semana o mes) y elementos de red (contador, CGP o CT). Los potenciales casos de mejora detectados a partir de los resultados de este estudio han empezado a comunicarse a responsables de mantenimiento de diferentes zonas (Vizcaya, Madrid, Burgos y Castellón) para el análisis de futuras potenciales actuaciones en campo (Riaño, S., CIRED 2017).

## RESULTADOS

### Sistema avanzado de gestión de la red BT

La primera carga de datos del área del demostrador para la generación gráfica automática de la red ha resultado en unos ratios aceptables teniendo en cuenta la novedad del proceso y la incorporación de nueva información (tasa de corrección: 77% en CTs, 90% en CGPs y 100% en contadores y supervisores). El trabajo de verificación posterior ha permitido solucionar gran número de los casos erróneamente representados permitiendo acercar los ratios de corrección de CTs y CGPs próximos al objetivo del 100% en un futuro despliegue productivo de la herramienta. Se ha comprobado satisfactoriamente la capacidad y escalabilidad del algoritmo desarrollado para el modelado automático

de la red al haber sido capaz de gestionar el aumento del ámbito de red cubierto por la herramienta. De esta experiencia se han identificado requisitos a validar antes de proceder a futuras cargas de datos.

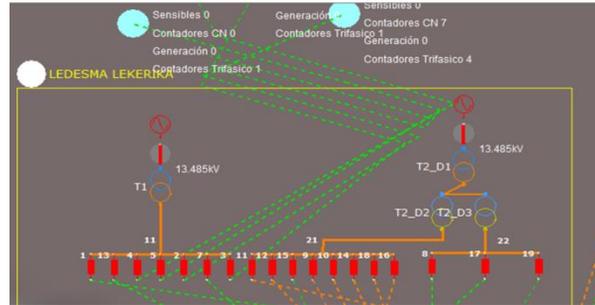


Figura 4. Ejemplo del esquemático interior de un CT modelado junto a CGPs asociadas.

El comportamiento de los interfaces desarrollados dentro de la estructura de integración de la herramienta con sistemas pre-existentes, ha sido el esperado y por tanto correcta. Hay que destacar que, algunos de ellos requieren de una ejecución continuada (ej. SCADA y gestor de incidencias (OMS)). La herramienta BT es capaz de crear una incidencia con la entrada de una llamada de cliente o por la llegada de un evento de contador inteligente. En este último caso, la incidencia se podría generar incluso sin que el cliente sea consciente que ha sufrido un corte de suministro (ej. porque esté fuera de su domicilio). El pronto inicio de los trabajos para reponer el servicio, e incluso la información que el DSO podría ahora suministrar al consumidor conociendo de antemano detalles de la incidencia, suponen un valor añadido que el demostrador permite aportar al consumidor final. En base al análisis de 30 incidencias que registraron eventos y llamadas de cliente, el tiempo medio de mejora en la recepción de la incidencia hubiese sido de 36 min. La herramienta BT permite una mayor velocidad y precisión en la localización de incidencias y por consiguiente, un tiempo total de la incidencia menor (mejorando la calidad de suministro). Son varias las capacidades de la herramienta que ayudan a ello, a destacar: petición a demanda de lecturas a contadores para acotar la responsabilidad y localización de la incidencia previo desplazamiento de brigadas, disposición de acceso a la representación gráfica fiable de la red en un dispositivo móvil para conocer su topología y localización de elementos, acceso a medidas históricas y tipos de clientes por CGP, etc. En base a los datos analizados hasta la fecha en el demostrador (comparativa entre 35 incidencias gestionadas con el dispositivo móvil y un grupo de incidencias similares un año antes), el resultado es una mejora, de media, de 16 min en la gestión de las incidencias. Por otro lado, la capacidad de registrar el ámbito exacto de clientes afectados en una incidencia es un claro beneficio para la DSO a la hora de presentar los informes de calidad individual. Anteriormente se contabilizaban todos los clientes aguas abajo del elemento afectado en la red, por exceso, al carecer de suficiente detalle en la información. En base a 212 incidencias analizadas se ha obtenido una mejora del 32% en la precisión del informe.

La experiencia transmitida por los usuarios de la herramienta en general está siendo positiva, demostrando su disponibilidad en emplear una herramienta que consideran beneficiosa. Como puntos destacados: capacidad de representar de modo fiable maniobras temporales realizadas en campo (antes se hacía en papel y posteriormente se actualizaba en sistemas) y la petición de medidas de contadores a demanda para acotar incidencias. Como mejoras a incluir desde la solución de movilidad: capacidad de gestión del neutro, posibilidad de representación de maniobras en botellas/empalmes y fusibles de CGPs, reducción del tiempo de las peticiones de lecturas a contador bajo demanda (quizás mediante un interface directo con el STG) y capacidad de realizar flujos de carga, como más relevantes.

## Subredes PRIME multiservicio y gestionables

**Caso de uso 1 (parte 1):** Se han probado tres supuestos. En el primero (solo telegestión), se ha comprobado que se mantiene el mismo comportamiento previo a la instalación en campo, lo que demuestra que la integración ha sido correcta y no hay regresión. En el segundo (sólo control), el tiempo de respuesta del tráfico de protocolo de mensajes de control de internet (ICMP) transmitido a través de IP sobre PRIME nunca ha excedido los 450ms y ha sido estable en el tiempo. Y por último, en el tercer supuesto, al simultanear ambos tráficos en paralelo se observa que la latencia media se mantiene (450ms) con algún paquete recibándose sobre los 1.500ms, siendo los resultados de las lecturas de telegestión también satisfactorios. **Caso de uso 1 (parte 2):** Control remoto (tráfico 104) intercambiado sobre IP PRIME. El tráfico IP sobre PRIME con paquetes ICMP es satisfactorio lo que significa que el canal se ha establecido. No

hay pérdida de paquetes y el tiempo de bucle (time loop) medio ha sido de 292ms, lo que se considera un buen tiempo para condiciones reales de campo. El intercambio de órdenes 104 (SCADA-RTU) es simulado mediante la herramienta WinPCPau. Los resultados han sido igualmente positivos al comprobarse que las órdenes hubiesen llegado correctamente al equipo a telecontrolar.

**Caso de uso 2:** Paquetes ICMP son enviados al concentrador de datos desde el cuarto de contadores donde el equipo GTP está instalado forzando tráfico de telegestión en paralelo. El test de latencia muestra que el acceso es posible con una ligera pérdida de paquetes (13%). El time loop medio ha sido de 1.287ms. El comportamiento observado es algo lento (los tiempos se ven afectados al disponer de un ancho de banda limitado) pero encaja con las expectativas. La alternativa de comunicaciones para el CT a través de IP sobre PRIME es viable.

Respecto a la monitorización de las subredes PRIME, se comprueba que todos los concentradores involucrados en las pruebas de campo quedan correctamente registrados en la herramienta web y transmiten la información esperada. Este análisis permite detectar algunos casos de comportamiento anómalos (ej. producidos por ruido) para su posterior análisis y solución.

## Análisis de eventos de contadores inteligentes

Los resultados más relevantes obtenidos del análisis han sido los siguientes:

- De los más de 150 tipos diferentes de eventos de un contador inteligente, los más interesantes para el impacto esperado serían: pérdida de neutro, sobretensión, subtensión y alta impedancia.
- Los tiempos y número de contadores fuera de límites (sobretensión y subtensión) son de interés, al igual que el análisis de medidas de supervisores de CT. Resulta conveniente agrupar temporalmente estos datos por semanas, y también por contadores pertenecientes al mismo CT y/o CGPs para mejor manejo del volumen de datos. Por la misma razón, son aconsejables las representaciones gráficas para facilidad del análisis.
- La aplicabilidad en campo de los resultados obtenidos ha sido probada destacando algunos ejemplos:
  - o En Castellón de la Plana (Diciembre 2015), se observa una clara correlación (80% para subtensión y 100% para sobretensión) entre las CGPs que presentan dichos eventos y la situación geográfica o la sección de los cables que acomete a las mismas (en ocasiones, antiguos de baja sección). Es relevante un caso en el que se produce una rotura de neutro en días posteriores a la recepción de los eventos. La consolidación de la metodología presentada podría permitir un mantenimiento predictivo, mejorando así la calidad de servicio ofrecida.
  - o En Burgos, para una línea con varias CGPs que registran importantes subtensiones en la semana del 04/01/16, se estudian medidas correctoras. Por ejemplo, subir una toma en el transformador o, en su defecto, el paso a conexión B2 (tensión nominal 231V) y/o sustitución de las características del conductor del tramo final de línea.
  - o También es cierto que en otros casos estudiados no se ha encontrado una razón práctica para la ejecución de actuaciones adicionales.
- Desarrollo de una funcionalidad software, llamada registrador virtual, para la monitorizar tensión e intensidad (cada 5 min, durante 48 h) de contadores. En los casos anteriores ha sido de utilidad.
- El análisis de las medidas de los supervisores ha permitido igualmente revisar el inventariado de los supervisores respecto a su nivel nominal de tensión: B1 (133V) o B2 (231V). 418 de 75.320 equipos (el total desplegados) han sido identificados como potencialmente incorrectamente inventariados. Gracias a este análisis ya se están llevando a cabo acciones de corrección.

## CONCLUSIONES

Las pruebas operativas realizadas con la herramienta BT son un paso cualitativo para la consolidación de un proceso de negocio en BT descentralizado con acceso en todo momento, por parte de todos los actores involucrados, a información actualizada. En este escenario, la gestión se realizará desde terminales móviles donde de forma automática se recibirán los trabajos a acometer. La experiencia recabada en el demostrador ha permitido comenzar la elaboración de una especificación completa de la herramienta BT a desplegar de forma productiva a la totalidad de la red de BT a medio plazo. Se confirma la existencia de un amplio margen de mejora en relación a la gestión tradicional de la red BT, habiéndose identificado aspectos concretos y realistas de su impacto en DSOs y consumidores finales.

En base a los resultados de las pruebas de laboratorio y campo se concluye que se mejoran las capacidades de la subred PRIME. Las soluciones probadas tienen un impacto directo en la operación de las DSOs (ej. mejora de la telegestión) y

para el consumidor final (ej. detección de incidencias observando cambios en el estado de las subredes PRIME). Los requerimientos identificados y no incluidos en la especificación PRIME están en fase de estandarización mediante un nuevo ticket abierto en la PRIME Alliance (<http://www.prime-alliance.org/>).

Un beneficio práctico de la implementación probada del control en BT junto con la monitorización de la red, además de los ya mencionados, es la reducción de la incertidumbre de la capacidad de las líneas de BT ante la integración de generación distribuida. Sin el conocimiento suficiente del estado de la red, los criterios para la inyección de esta generación deben ser más conservadores. A medida que aumenta la observabilidad, la incertidumbre se reduce y la inyección permitida podría ser mayor manteniendo la seguridad de la red. Y si a esto se le añade la capacidad de controlar elementos de forma remota en BT, por ejemplo inversores en instalaciones fotovoltaicas, se podría gestionar la inyección según el estado de la red, permitiendo una mayor inyección por defecto, siendo gestionada en caso de restricciones técnicas (según regulación). Así se conseguiría una integración de generación distribuida efectiva mayor.

## AGRADECIMIENTOS

El más sincero agradecimiento a las empresas (Iberdrola, GE, ZIV, Tecnalia y EVE) y las personas involucradas en el demostrador. Sin ellas el demostrador no hubiera sido la realidad que es. Agradecer igualmente a Roberto González Sainz-Maza (Iberdrola) por su dedicación como Coordinador del proyecto UPGRID y ayuda en la revisión de este documento.

## REFERENCIAS

- González, A., 2017, UPGRID Deliverable D3.4 “Demonstrator results: evaluation and opportunities”.
- García, J., CIGRE Paris 2016, “Beyond Smart Meters: Management of the LV network”, C6-206.
- Riaño, S., CIRED 2017, “Adopting smart meter events as key data for LV network operation”, 0784.

# AUTOMATIZACIÓN DE LA MEDIDA Y OPTIMIZACIÓN DE LA GESTIÓN DE LA ENERGÍA, ECONÓMICA Y RESTRICCIONES TÉCNICAS EN RED CON 50.000 SUMINISTROS EN ANDORRA

**Miguel Ángel Vicente González**, Responsable Estrategia Gestión de Energía, Everis  
**Jordi de Juan**, Responsable Gestión de Energía, FEDA

**Resumen:** Andorra se prepara para los retos del futuro. Entre sus objetivos estratégicos está la sustitución del parque móvil de vehículos por coches eléctricos. Con una demanda creciente con fuerte estacionalidad y un gran desarrollo de la generación no convencional, su sistema eléctrico lineal debe evolucionar para adaptarse a las necesidades del futuro. Así mismo, su estrategia de aprovisionamiento debe sofisticarse para aprovechar las ventajas de estar conectado a dos sistemas eléctricos tan diferentes como el español y el francés. Por este motivo, nació este proyecto, para adelantar el futuro y optimizar el uso y el coste de la transformación.

**Palabras clave:** Gestión Energía, Red Distribución, Coche Eléctrico, Optimización, Generación Distribuida, Modelos Analíticos, Microgrid

## INTRODUCCIÓN

Andorra dispone de un sistema eléctrico moderno y dimensionado para los 50.000 suministros a los que entrega electricidad cada hora. Cuenta con una central hidroeléctrica de 46 MW de potencia dividida en 3 grupos de generación. La central está alimentada por un embalse de alta montaña de pequeño tamaño, pero con aportaciones generosas incluso en verano, lo que se traduce en un salto de agua de 60 metros y una capacidad de almacenamiento reducida debido a su pequeño tamaño. Completan la generación una incineradora y una planta de cogeneración, así como una docena de minihidráulicas. En total, la potencia instalada es de unos 50 MW, insuficiente para cubrir la demanda en punta diaria en el entorno de los 75 MW en verano y los 100 MW en invierno. Este defecto se cubre con importaciones desde Francia y España, con las que existen conexiones directas con líneas de 220 kV, capaces de suministrar hasta 50 MW cada una. La demanda es fuertemente estacional, debido al frío clima de montaña y el funcionamiento de las estaciones de esquí. No hay canalización de gas, por lo que toda la carga térmica de calefacción se cubre con electricidad (o chimeneas en el caso doméstico). La red de transporte es lineal, con extremos en España y Francia y 4 subestaciones intermedias de donde cuelgan las cargas (estaciones de esquí y redes de distribución). Con el despliegue de los coches eléctricos y las previsiones de crecimiento de la demanda, FEDA ya está trabajando en realizar un proyecto de transformación de las redes de Transporte y Distribución hacia una red mallada que garantice el suministro.

El objetivo del proyecto es la automatización en la operación de todo el sistema eléctrico, mediante la integración de toda la información disponible en una única plataforma y la construcción de algoritmos de soporte a la decisión que planteen el mejor escenario técnico y económico en cada escenario. Para ello, se realiza el cálculo de la previsión de la demanda sobre cada subestación para establecer el programa de funcionamiento de generación, que permita minimizar las cargas soportadas por cada una de las líneas de transporte de electricidad y atenderlas diferentes configuraciones de red que resultan de los mantenimientos planificados y urgentes y las características técnicas de líneas y subestaciones, así como optimizar, desde el punto de vista económico, el uso de la generación propia para reducir los costes totales de aprovisionamiento de energía y operación. Y todo ello en un tiempo razonable para que la información sea útil para la toma de decisiones.

Esto sólo es viable debido a la simplicidad de la red, con un número de generadores y suministros acotado. Sin embargo, se trata de un laboratorio perfecto que puede simular dentro de un sistema eléctrico mayor, una microgrid del futuro, con consumidores y generación distribuidos y conectada a uno o varios sistemas eléctricos principales. En ese contexto, es posible definir algoritmos que con una elevada fiabilidad resuelvan la operación de la red y realicen la gestión de energía de forma autónoma, comunicándose de forma automática con las redes principales.

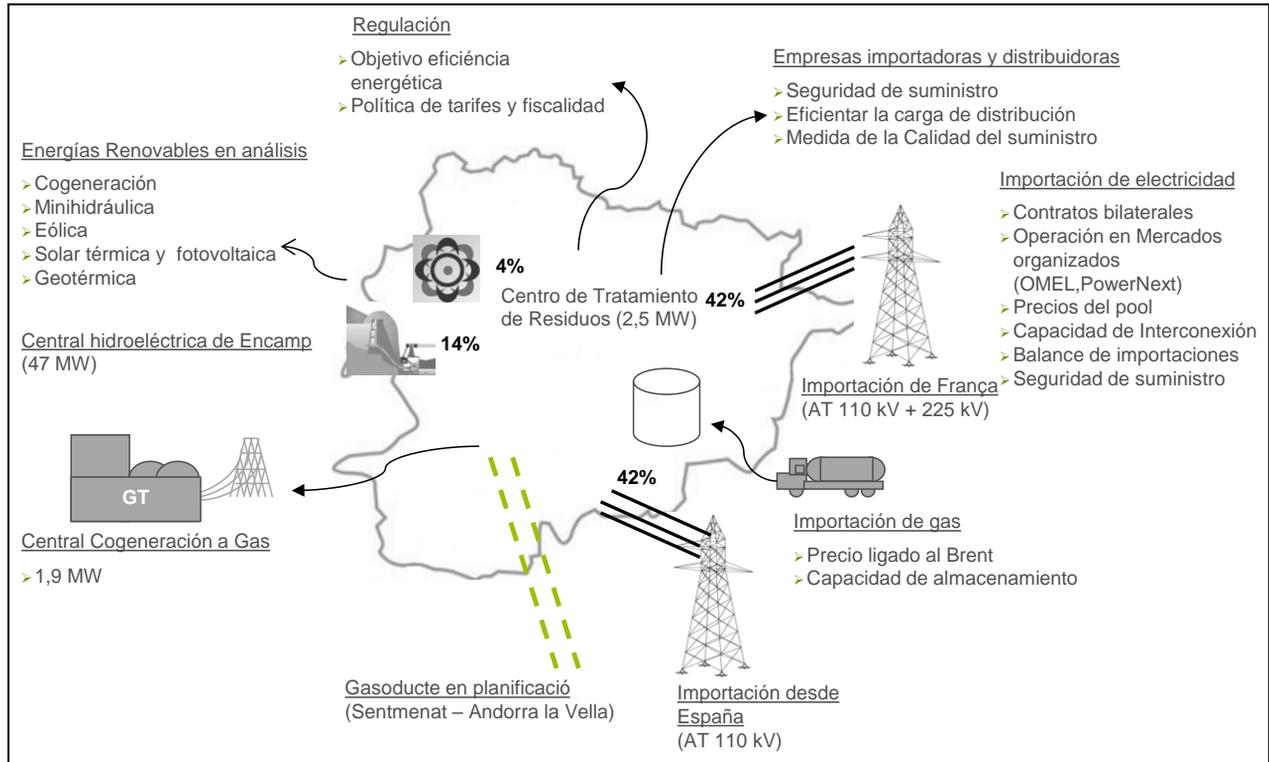


Figura 1. Mapa estratégico de energía de Andorra.

## ALCANCE DEL PROYECTO

Se ha realizado la unificación de toda la información disponible bajo una misma plataforma, lo que implica unicidad del dato, así como simplificación en la explotación y acceso al mismo. Se han integrado las siguientes entidades de información:

- **Medidas:** se dispone de las telemidas horarias tanto de las subestaciones como de los clientes industriales.
- **Embalse:** se dispone de la telemida horaria de la cota, así como los caudales de entrada y salida.
- **Producción eléctrica:** se dispone de las curvas de funcionamiento de cada grupo de generación, así como las telemidas en bornes de alternador.
- **Cartera de contratos:** se incorpora una solución ETRM para registrar todos los contratos de aprovisionamiento de Gas y Electricidad, modelizando sus cláusulas contractuales en cuanto a uso, volúmenes y precios.
- **Mantenimientos:** se incorpora el calendario de mantenimientos programados y los descargos por incidencias.
- **Precios:** se descargan a diario las cotizaciones de precios de mercado, tanto spot como de futuros, con los que se valoran cada uno de los contratos de suministro.
- **Restricciones técnicas:** se ha realizado el modelado de toda la red eléctrica incorporando los valores de las impedancias y comportamiento en servicio, así como límites técnicos y conexiones.
- **Calendarios:** se han incluido los calendarios de festivos nacionales y locales de los principales municipios de Andorra y los países vecinos.
- **Datos meteorológicos:** se ha construido un histórico de datos meteorológicos a partir de las medidas de las estaciones meteorológicas y se descarga periódicamente la previsión de un servicio meteorológico de prestigio.

Basados en toda la información anterior, se han desarrollado un conjunto de modelos analíticos que permiten realizar el modelado y simulación del comportamiento en servicio de los diferentes activos del sistema eléctrico, y modelos de previsión que predicen el comportamiento de las principales variables. Basado en estas dos palancas, es posible analizar la evolución y el funcionamiento actual y futuro de todas las magnitudes relevantes, así como hacer análisis

de sensibilidad frente a la modificación de alguno de ellos y el entrenamiento de los operadores para mejorar la toma de decisiones.

Los modelos desarrollados son los siguientes:

- **Modelo de previsión de demanda:** calculado a nivel agregado por subestación y por red de distribución. Se ha realizado un algoritmo de series temporales, corregido con la previsión climatológica, calendario de festivos y previsión de temporada de nieve.
- **Modelo de aportación hidráulica:** determina el agua embalsada y la evolución de la cota, lo que permite calcular el recurso hidráulico.
- **Modelo de contratos:** permite simular el coste de compra de energía, así como realizar el seguimiento de las condiciones de uso de cada contrato.
- **Modelo de generación:** determina el nivel de carga de cada grupo de generación en función de la potencia total a producir basado en las curvas técnicas de cada grupo y sus rendimientos. Además, determina el caudal de agua necesaria y el coste de reposición.
- **Modelo de red:** permite conocer los flujos de carga por cada componente de la red eléctrica en base a las conexiones eléctricas, las importaciones y la producción interna.
- **Modelo de optimización:** basado en todos los inputs anteriores, obtiene el escenario más económico de funcionamiento, generación y aprovisionamiento respetando todas las restricciones reales.

## MATERIAL Y MÉTODOS

Debido a la gran complejidad del proyecto, se planteó una metodología incremental tipo SCRUM. Mediante diferentes sprints se fueron elaborando y validando los modelos de forma aislada, para garantizar su buen funcionamiento con suficiente nivel de detalle.

Una vez finalizados los modelos aislados, se construyó el modelo de optimización, al cual se le fueron incorporando diversas restricciones de forma incremental, de forma que se pudiera validar su comportamiento desde el escenario más sencillo, hasta el modelado final teniendo en cuenta todas las consideraciones.

## RESULTADOS

El resultado final del proyecto ha sido muy satisfactorio, tanto a nivel de precisión como de ahorros recurrentes.

- Se ha mejorado el nivel de detalle para las entidades principales, pasando de información diaria a registros horarios.
- El modelo de previsión de demanda tiene un error máximo del 10% para una hora y subestación y entorno al 3% en acumulado mensual.
- El modelo de aportación hidráulica tiene un error menor al 5% en acumulado mensual.
- El tiempo de cálculo del modelo completo es menor a 8 minutos.
- La optimización del uso de los contratos ha permitido reducir el coste de aprovisionamiento en 2 €/MWh.
- La optimización del uso de los arranques y paradas ha permitido reducir 1 mantenimiento programado a cada turbina, mejorando su disponibilidad y la energía producida.
- Ante cualquier cambio (climatología, desviación de la demanda, descargos), el proceso se ejecuta automáticamente y presenta las conclusiones y las maniobras a realizar a los operadores.
- Se han construido cuadros de mando basado en toda la información anterior. Lo que significa que se dispone de reporting ejecutivo actualizado cada hora con los datos reales de producción y consumo.

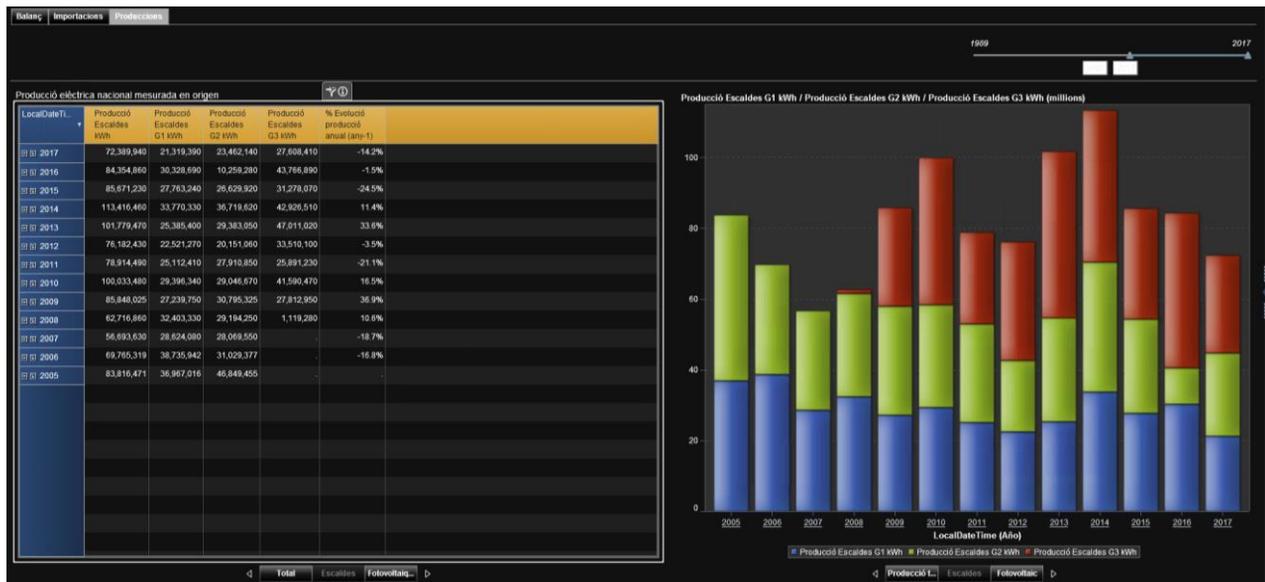


Figura 2. Ejemplo gráfico de los cuadros de mando realizados.

## BENEFICIOS E IMPACTO

El proyecto a supuesto los siguientes **beneficios para FEDA**:

- Normalización de los procedimientos de actuación en función de la contingencia ocurrida.
- Fijación del conocimiento completo del sistema eléctrico y su comportamiento. Hasta ahora residía únicamente en 2 personas y gracias al proyecto, el conocimiento ha quedado embebido en los algoritmos.
- Mejora en el soporte a la decisión, ya que, ante cualquier contingencia, es posible simular las diferentes decisiones y buscar la solución más óptima.
- Reducción de las incertidumbres derivadas de la falta de previsión de demanda y de aportación hidráulica.
- Centralización de la gestión de los mantenimientos entre los diferentes departamentos involucrados (Ingeniería, planificación de red, operadores de generación y operador de gestión de energía).
- Reducción del importe de las penalizaciones por funcionamiento fuera de las condiciones contractuales.
- Reducción estratégica de los costes de aprovisionamiento de energía de Andorra como país.
- Simplificación del mapa de sistemas al centralizar toda la información en un único repositorio, garantizando la existencia y unicidad de la información.

Gracias a la **plataforma tecnológica** escogida, el sistema es totalmente escalable y capaz de abordar las siguientes fases:

- Telemedida de todos los clientes.
- Nuevos puntos de suministro para coches eléctricos.
- Segmentación de clientes por área de actividad, localización, etc. y estimación de la demanda por estos clusters.
- Evolución de la red de Transporte hacia una red mallada.
- Incremento de la generación no regulable.
- Mayor complejidad en la cartera de aprovisionamientos.

Todo ello redundará en el **beneficio de los clientes**:

- Reducción de los precios de la energía.
- Mayor garantía de suministro en situaciones de punta de consumo.
- Mayor facilidad para la puesta en marcha de nuevas centrales en régimen especial.
- Aceleración de la incorporación de vehículos eléctricos.

Y adicionalmente, se identifican los siguientes beneficios a nivel de la **estrategia de Energía de Andorra**:

- Ahorro de costes de energía y mayor competitividad de las compañías locales.
- Reducción de las importaciones y nivelación de la balanza de pagos.
- Mayor confiabilidad de la red y de las operaciones.
- Capacidad de realizar análisis de impacto de medidas regulatorias.
- Mayor transparencia al disponer de la información centralizada.

## CONCLUSIONES

Los modelos analíticos han permitido realizar una operación más eficiente del sistema eléctrico y mejorar la estrategia de aprovisionamiento, generando unos ahorros de 2 €/MWh, o lo que es lo mismo, 0,8 MM€ de ahorro anual.

El éxito del proyecto se ha basado en 3 pilares fundamentales:

1. La transparencia y colaboración entre las áreas de Negocio, Data Science e IT, lo que ha permitido compartir de forma fluida información, experiencias e impresiones.
2. La metodología incremental, partiendo de lo fácil e incrementando el nivel de complejidad de forma gradual, complementada con planteamiento flexible, que ha permitido ir incorporando nuevos matices a los modelos cuando han sido identificados en fases más tardías.
3. La voluntad de innovación que ha permitido realizar apuestas disruptivas que finalmente han sido un éxito y la exploración de los datos con la mente abierta, sin vicios ni condicionamientos.

La conclusión del proyecto es que efectivamente ha sido viable y ha conseguido alcanzar unos resultados razonables en un plazo de 9 meses. Hay que ser realistas en la dimensión del problema. A pesar de que el número de suministros no es alto, la red de Andorra cuenta con todas las piezas que existen en cualquier otra red y que ha sido necesario modelizar e integrar.

Los resultados del proyecto serían fácilmente exportables de cualquier otra pequeña red de distribución o Smart-grid. Sería necesario aplicar las adaptaciones propias de cada red, así como sus componentes y modelizar la generación, en función de su tecnología, pero debido a la modelización realizada de forma generalista y abstracta, habría un gran nivel de reaprovechamiento.

## AGRADECIMIENTOS

Hay que reconocer la especial colaboración del equipo de IT de FEDA durante la duración del proyecto, que pusieron todo su tesón y conocimiento a nuestro servicio para obtener y centralizar toda la información que necesitamos.

# GESTIÓN RESILIENTE A FALLOS DE MICRORREDES INTERCONECTADAS BASADA EN CONTROL PREDICTIVO HÍBRIDO, DISTRIBUIDO Y ESTOCÁSTICO

**Félix Garcia-Torres**, Unidad de Simulación y Control, Centro Nacional del Hidrógeno  
**Daniel G. Vilaplana**, Unidad de Simulación y Control, Centro Nacional del Hidrógeno  
**Carlos Bordons**, Dpto. Ingeniería de Sistemas y Automática, Universidad de Sevilla  
**Miguel Angel Ridao**, Dpto. Ingeniería de Sistemas y Automática, Universidad de Sevilla

**Resumen:** Se presenta un sistema de gestión para microrredes interconectadas con almacenamiento en hidrógeno, baterías y supercondensador basada en técnicas de control predictivo híbrido, estocástico y distribuido. La función objetivo tiene en cuenta tanto los beneficios económicos de intercambio de energía con la red principal respetando las distintas casuísticas de degradación asociadas a los sistemas de almacenamiento de energía. Para dotar de resiliencia a fallos el sistema siempre respeta el peor escenario posible bajo una formulación estocástica multi-escenario. Contempla el intercambio de energía entre microrredes vecinas usando una formulación de sistema de subsistemas donde se respeta la función de coste local y global.

**Palabras clave:** Microrredes, Hidrógeno, Baterías, Supercondensadores, Control Predictivo, Control Distribuido, Control Estocástico

## INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se muestran los resultados desarrollados en el marco del proyecto **CONFIGURA - Control Predictivo de Microrredes Reconfigurables con Almacenamiento Híbrido y Móvil**, que tiene como objeto desarrollar estrategias de control MPC (Control predictivo basado en el modelo, *Model Predictive Control*) para gestionar de manera eficiente la operación de estos sistemas, abordando la reconfigurabilidad tanto en lo referente a los componentes de una microrred, como a microrredes interconectadas.

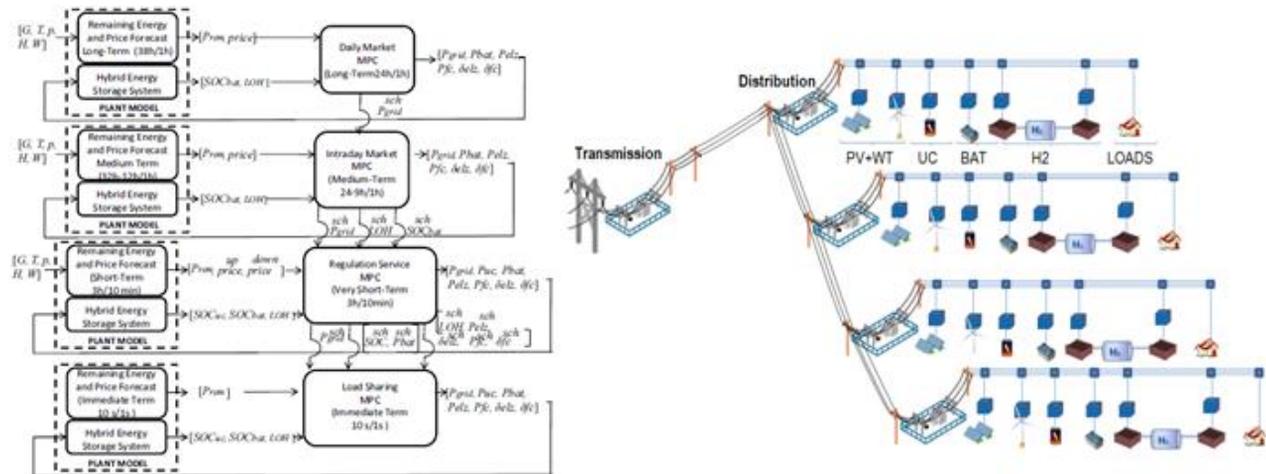


Figura 1. Diagrama de bloques de control de la plataforma de gestión y microrredes objeto de este estudio.

La formulación original del controlador fue introducida en (Garcia-Torres & Bordons, 2015), bajo una estructura de control jerárquico con 4 etapas (Véase Figura 1-izquierda). En el presente trabajo se incorpora técnicas de control predictivo estocástico y distribuido. El problema de control local de una de las microrredes de la figura 1, particularizado para el mercado diario de la energía, en un horizonte de control  $HC = 24$  horas y un tiempo de muestreo  $T_s = 1h$ , siendo  $h_i$ , la hora  $i$ , usando la nomenclatura:

{grid: red, uc: supercondensador, bat: batería, fc: pila de combustible, elz: electrolizador} puede ser formulado como:

$$\min J_{local} = \sum_{\mathbf{h}_i=1}^{HC} J_{\alpha}(P_{\alpha}(\mathbf{h}_i), \delta_{\beta}(\mathbf{h}_i)) \Bigg|_{\substack{\beta=fc,elz \\ \alpha=grid,uc,bat,fc,elz}} \quad (1)$$

$$\text{s.a} \quad P_{\alpha}^{min} \leq P_{\alpha}(\mathbf{h}_i) \leq P_{\alpha}^{max} \Big|_{\alpha=grid,uc,bat,fc,elz} \quad \forall \mathbf{h}_i \in [1, HC] \quad (2)$$

$$\Delta P_{\alpha}^{min} \leq \Delta P_{\alpha}(\mathbf{h}_i) \leq \Delta P_{\alpha}^{max} \Big|_{\alpha=grid,uc,bat,fc,elz} \quad \forall \mathbf{h}_i \in [1, HC] \quad (3)$$

$$0 \leq \delta_{\beta}(\mathbf{h}_i) \leq 1 \Big|_{\beta=fc,elz} \quad \forall \mathbf{h}_i \in [1, HC] \quad (4)$$

$$SOC_{\gamma}^{min} \leq SOC_{\gamma}(\mathbf{h}_i) \leq SOC_{\gamma}^{max} \Big|_{\gamma=bat,uc} \quad \forall \mathbf{h}_i \in [1, HC] \quad (5)$$

$$LOH^{min} \leq LOH(\mathbf{h}_i) \leq LOH^{max} \quad \forall \mathbf{h}_i \in [1, HC] \quad (6)$$

$$\sum_{j=pv,wt,fc} P_j(\mathbf{h}_i) = \sum_{j=grid,uc,bat,elz,load} P_j(\mathbf{h}_i) \quad \forall \mathbf{h}_i \in [1, HC] \quad (7)$$

El beneficio o coste de intercambio de energía con la red eléctrica puede ser cuantificado, siendo  $\Gamma_{sale}(\mathbf{h}_i)$  y  $\Gamma_{pur}(\mathbf{h}_i)$  el precio horario de venta/compra de energía a red.  $P_{sale}(\mathbf{h}_i)$  y  $P_{pur}(\mathbf{h}_i)$  son las potencias de venta/compra a la red, para cada hora del mercado diario.

$$J_{grid}(\mathbf{h}_i) = \left( \Gamma_{sale}(\mathbf{h}_i) \cdot P_{sale}(\mathbf{h}_i) - \Gamma_{pur}(\mathbf{h}_i) \cdot P_{pur}(\mathbf{h}_i) \right) \cdot T_s \quad (8)$$

se puede vincular  $P_{sale}(\mathbf{h}_i)$ ,  $P_{pur}(\mathbf{h}_i)$  y el intercambio de potencia total con la red  $P_{grid}(\mathbf{h}_i)$ , introduciendo las variables lógicas  $\delta_{sale}(\mathbf{h}_i)$  y  $\delta_{pur}(\mathbf{h}_i)$ , siendo  $\alpha = grid$ ,  $\beta = pur$  y  $\gamma = sale$

$$\delta_{\beta}(\mathbf{h}_i) = \begin{cases} 0 & P_{\alpha}(\mathbf{h}_i) > 0 \\ 1 & P_{\alpha}(\mathbf{h}_i) \leq 0 \end{cases} \quad (9)$$

$$P_{\beta}(\mathbf{h}_i) = -P_{\alpha}(\mathbf{h}_i) \cdot \delta_{\beta}(\mathbf{h}_i) \quad (10)$$

$$P_{\alpha}(\mathbf{h}_i) = -P_{\beta}(\mathbf{h}_i) + P_{\gamma}(\mathbf{h}_i) \quad (11)$$

La restricción dada en (9) puede ser linealizada introduciendo las restricciones dadas según la proposición P8 dada en (Bemporad & Morari, 1999), al igual que el producto mixto integrado en la ecuación (10) puede ser descompuesto en las restricciones lineales dadas por la proposición P10 de (Bemporad & Morari, 1999).

La vida útil de las baterías es cuantificada por los fabricantes según un número de ciclos de vida útil. Dicho número de ciclos puede verse disminuido si la batería es expuesta a estrés de corriente en carga o descarga. Luego el coste de uso de la batería puede ser expresado según la ecuación siguiente:

$$J_{bat}(\mathbf{h}_i) = \left( \frac{CC_{bat}}{2 \cdot Cycles_{bat}} \left( P_{bat,ch}(\mathbf{h}_i) \cdot \eta_{bat,ch} - \frac{P_{bat,dis}(\mathbf{h}_i)}{\eta_{bat,dis}} \right) + Cost_{degr,ch} \cdot P_{ch,bat}^2(\mathbf{h}_i) + Cost_{degr,dis} \cdot P_{dis,bat}^2(\mathbf{h}_i) \right) \cdot T_s + w_{SOC} (SOC_{bat}(HC) - SOC_{bat}^{ref})^2 \quad (12)$$

Donde  $CC_{bat}$  es el coste de adquisición de las baterías,  $Cycles_{bat}$  indica el número de ciclos de vida de las baterías,  $P_{bat,ch}$  y  $P_{bat,dis}$  es la potencia de carga y descarga de las baterías,  $\eta_{bat,ch}$  y  $\eta_{bat,dis}$  es el rendimiento en carga y descarga de las baterías.  $Cost_{degr,ch}$  y  $Cost_{degr,dis}$  son factores de cuantificación del coste de degradación de las baterías. La relación entre  $P_{bat}(\mathbf{h}_i)$ ,  $P_{bat,ch}(\mathbf{h}_i)$  y  $P_{bat,dis}(\mathbf{h}_i)$ , se obtiene sustituyendo en (9)-(11),  $\alpha = bat$ ,  $\beta = bat, dis$  y  $\gamma = bat, ch$  e incorporando de manera similar las restricciones lineales dadas por las conversiones de (Bemporad & Morari, 1999). Finalmente, se integra el término de penalización frente al desvío en el instante final respecto a un estado de carga de baterías  $SOC_{bat}^{ref}$  añadiendo dicho termino a la formulación original dada en (García-Torres & Bordons, 2015), con objeto de dotar de resiliencia ante fallos al sistema.

La vida útil del electrolizador y la pila de combustible viene determinado por un número de horas de funcionamiento. Siendo dicha vida útil disminuida por los fenómenos de degradación asociados al arranque, paradas y fluctuaciones de potencia. De la misma forma, estos equipos tienen un coste horario de mantenimiento  $Cost_{o\&m,i}$  que debe ser insertado en la función de coste de uso de estos equipos:

$$J_{H_2}(h_i) = \sum_{i=elz,fc} \left( \left( \frac{CC_i}{Hours_i} + Cost_{o\&m,i} \right) \cdot \delta_i(\mathbf{h}_i) + Cost_{on,i} \cdot \sigma_{on,i}(\mathbf{h}_i) + Cost_{degr,i} \cdot v_i^2(\mathbf{h}_i) \right) \cdot T_s + w_{LOH} (LOH(HC) - LOH^{ref})^2 \quad (13)$$

Siendo  $CC_i$  el coste de adquisición de los equipos,  $Hours_i$  el número de horas de vida dadas por el fabricante,  $\delta_i(\mathbf{h}_i)$  la variable de encendido/apagado del electrolizador y la pila,  $Cost_{on,i}$  el coste asociado a la degradación por arranque y parada de los equipos,  $\sigma_{on,i}$  es el estado de arranque del electrolizador y la pila de combustible,  $Cost_{degr,i}$  el coste de degradación asociado a las variaciones de potencia de los equipos excluyendo los instantes de arranque y parada ( $v_i(\mathbf{h}_i)$ ). La variable  $\sigma_{on,i}(\mathbf{h}_i)$  se vincula con  $\delta_{on,i}(\mathbf{h}_i)$ , dando lugar a las restricciones lineales introducidas en la proposición P2 de (Bemporad & Morari, 1999).

$$\sigma_{on,i}(\mathbf{h}_i) \Leftrightarrow \delta_{on,i}(\mathbf{h}_i) \wedge \sim \delta_{on,i}(\mathbf{h}_i - 1) \quad (14)$$

La variable  $v_i(\mathbf{h}_i)$  se define como producto mixto

$$\chi_i(\mathbf{h}_i) \Leftrightarrow \delta_{on,i}(\mathbf{h}_i) \wedge \delta_{on,i}(\mathbf{h}_i - 1) \quad (15)$$

$$v_i(\mathbf{h}_i) = \Delta P_i(\mathbf{h}_i) \cdot \chi_i(\mathbf{h}_i) \quad (16)$$

Dando lugar (15) a las restricciones lineales dadas en la proposición P2 de (Bemporad & Morari, 1999) y (16) a las restricciones dadas por la proposición P10 de (Bemporad & Morari, 1999), respectivamente. Al igual, que se ha hecho con las baterías se integra el término de penalización frente al desvío respecto a un nivel del tanque de almacenamiento en el instante final  $LOH^{ref}$  añadiendo dicho término a la formulación original dada en (Garcia-Torres & Bordons, 2015), con objeto de dotar de resiliencia ante fallos al sistema. Se puede añadir resiliencia ante fallos al sistema incorporando respecto a (Garcia-Torres & Bordons, 2015) una formulación estocástica multi-escenario del problema, en la que el controlador MPC busque el óptimo de dos escenarios establecidos, el primero de ellos  $s = 1$ , sería el escenario normal de funcionamiento en modo conectado a red. El segundo de ellos sería que el sistema en el peor escenario posible, debido a una caída de la red general y ausencia de generación ( $s = 2$ ) pudiera alimentar en todo momento a las cargas conectadas a la microrred. La función a optimizar variaría usando en esta formulación:

$$\min J_{local} = \sum_{s=1,2} \sum_{\mathbf{h}_i=1}^{HC} J_{\alpha}^{[s]}(P_{\alpha}^{[s]}(\mathbf{h}_i), \delta_{\beta}^{[s]}(\mathbf{h}_i)) \left| \begin{array}{l} \beta=fc,elz \\ \alpha=grid,uc,bat,fc,elz \end{array} \right. \quad (17)$$

donde, se duplica el número de variables de optimización según el número de escenarios previstos. En este caso se debe de vincular ambos escenarios incorporando las siguientes restricciones al controlador. Las restricciones a imponer en el controlador en el escenario normal ( $s = 1$ ), han sido expuestas en las expresiones (2)-(7). Las restricciones a imponer en el escenario de fallos ( $s = 2$ ) serían similares pero imponiendo la expresión (18). De la misma forma para que el sistema pueda pasar siempre del escenario normal a escenario de fallo se han de integrar las expresiones (19) y (20).

$$s.a \quad 0 \leq P_{\alpha}^{[s]}(\mathbf{h}_i) \leq 0 \Big|_{\alpha=grid,pv,wt}^{s=2} \quad \forall \mathbf{h}_i \in [1, HC] \quad (18)$$

$$SOC_{bat}^{[2]}(\mathbf{h}_i) \leq SOC_{bat}^{[1]}(\mathbf{h}_i) \leq SOC_{bat}^{max} \quad \forall \mathbf{h}_i \in [1, HC] \quad (19)$$

$$LOH^{[2]}(\mathbf{h}_i) \leq LOH^{[1]}(\mathbf{h}_i) \leq LOH^{max} \quad \forall \mathbf{h}_i \in [1, HC] \quad (20)$$

En el caso de conexión de varias microrredes (Garcia-Torres et al., 2017), el problema se formula usando técnicas de control basadas en DMPC (*Distributed Model Predictive Control*), bajo una formulación lineal del problema cuadrático usando una linealización por trozos. La formulación del problema en este caso sería:

$$\min J_{global} = \sum_{x \in \mathcal{N}} \left( J_{local}^{(x)} + \sum_{y \in \mathcal{N}} (w_{(x) \rightarrow (y)} \cdot P_{(x) \rightarrow (y)}) \right) \quad (21)$$

$$\text{s.a} \quad P_{(x) \rightarrow (y)}(\mathbf{h}_i) = P_{(y) \rightarrow (x)}(\mathbf{h}_i) \quad \forall t \in [1, HC] \quad (22)$$

$$J_{local}^{(x)}(\mathbf{X}_{global}^{(x)}) \leq J_{local}^{(x)}(\mathbf{X}_{local}^{(x)}) \quad (23)$$

Donde  $(x)$  representa a la microrred  $x$ ,  $\mathcal{N}$  hace referencia a la red o *network* de microrredes interconectadas. La restricción (22) impone las restricciones de vínculo entre dos microrredes, siendo  $P_{(x) \rightarrow (y)}$  la potencia de intercambio entre la microrred  $(x)$  y la microrred  $(y)$ .  $\mathbf{X}^{(x)}$  se define como el conjunto de variables de control de la microrred  $(x)$ ,  $\mathbf{X}^{(x)} = [P_{grid}^{(x)}(\mathbf{h}_i) \ P_{uc}^{(x)}(\mathbf{h}_i) \ P_{bat}^{(x)}(\mathbf{h}_i) \ P_{elz}^{(x)}(\mathbf{h}_i) \ P_{fc}^{(x)}(\mathbf{h}_i) \ \delta_{elz}^{(x)}(\mathbf{h}_i) \ \delta_{fc}^{(x)}(\mathbf{h}_i)]$ . La restricción (23) impone que el punto de trabajo de una microrred en modo interconectado sea más favorable que en el caso de que funcione como microrred única.

En el caso, del reparto óptimo de potencia en tiempo real (véase último nivel de control de la *Figura 1* y (García-Torres et al., 2016)) debido al coste computacional se plantea como sistema no distribuido aplicándose para cada microrred. Los sistemas de almacenamiento y el intercambio de energía con el exterior de la microrred se hacen acorde a la planificación de los niveles superiores. Se tienen las siguientes funciones de coste, estableciéndose un horizonte de control  $HC = 15s$ , para tener en cuenta el tiempo de arranque de la pila de combustible y el electrolizador y un tiempo de muestreo  $T_s = 1s$ , denotándose por  $t_k$  un instante genérico dentro del horizonte de control.

(Se usa  $z_{H2}(t_k) = \delta_{elz}(t_k)P_{elz}(t_k) + \delta_{fc}(t_k)P_{fc}(t_k)$ )

$$\min J_{local}^{(x)}(t_k) = J_{exch}^{(x)}(t_k) + J_{bat}^{(x)}(t_k) + J_{H2}^{(x)}(t_k) + J_{uc}^{(x)}(t_k) \quad (24)$$

$$J_{exch}^{(x)}(t_k) = w_{exch} \sum_{t_j=t_k}^{HC} \left( P_{exch}(t_j) - P_{grid}^{sch,(x)}(t_j) - \sum_{y \in \mathcal{N}} (P_{(x) \rightarrow (y)}^{sch}(t_j)) \right)^2 \quad (25)$$

$$J_{bat}^{(x)}(t_k) = \sum_{t_j=t_k}^{HC} w_{P,bat} (P_{bat}^{(x)}(t_j) - P_{bat}^{sch,(x)}(t_j))^2 + w_{E,bat} (SOC_{bat}^{(x)}(t_j) - SOC_{bat}^{sch,(x)}(t_j))^2 + w_{degr,bat} (P_{bat}^{(x)}(t_j))^2 + w_{ripple,bat} (\Delta P_{bat}^{(x)}(t_j))^2 \quad (26)$$

$$J_{H2}^{(x)}(t_k) = \sum_{t_j=t_k}^{HC} w_{P,H2} (z_{H2}^{(x)}(t_j) - z_{H2}^{sch,(x)}(t_j))^2 + w_{E,H2} (LOH^{(x)}(t_j) - LOH_{bat}^{sch,(x)}(t_j))^2 + w_{elz}^{on} \sigma_{elz}^{on}(t_j) + w_{fc}^{on} \sigma_{fc}^{on}(t_j) + w_{ripple,H2} (\Delta z_{H2}^{(x)}(t_j))^2 \quad (27)$$

$$J_{uc}^{(x)}(t_k) = \sum_{t_j=t_k}^{HC} w_{P,uc} (P_{uc}^{(x)}(t_j) - 0)^2 + w_{E,uc} (SOC_{uc}^{(x)}(t_j) - SOC_{uc}^{ref,(x)}(t_j))^2 \quad (28)$$

## RESULTADOS EXPERIMENTALES

En la *Figura 2.*, se muestran los resultados del controlador SMPC (*Stochastic-MPC*) para el mercado diario de la microrred. Como se puede observar, el estado de carga de las baterías y nivel de hidrogeno del escenario normal siempre respeta los mínimos establecidos en el escenario de fallo. De la misma forma el sistema minimiza el ciclado o picos de potencia de las baterías, así como arranques y paradas en los sistemas de hidrógeno o variaciones de potencia. En la *Figura 3.*, se presenta el caso de dos microrredes interconectadas. En la *Figura 4.*, se muestran los resultados experimentales ante un perfil de energía híbrido solar y eólico, en un día nublado, con fluctuaciones de generación y

demanda. La formulación usada prioriza la asignación de fluctuaciones de potencia al supercondensador, después a la batería y por último a los sistemas de hidrógeno.

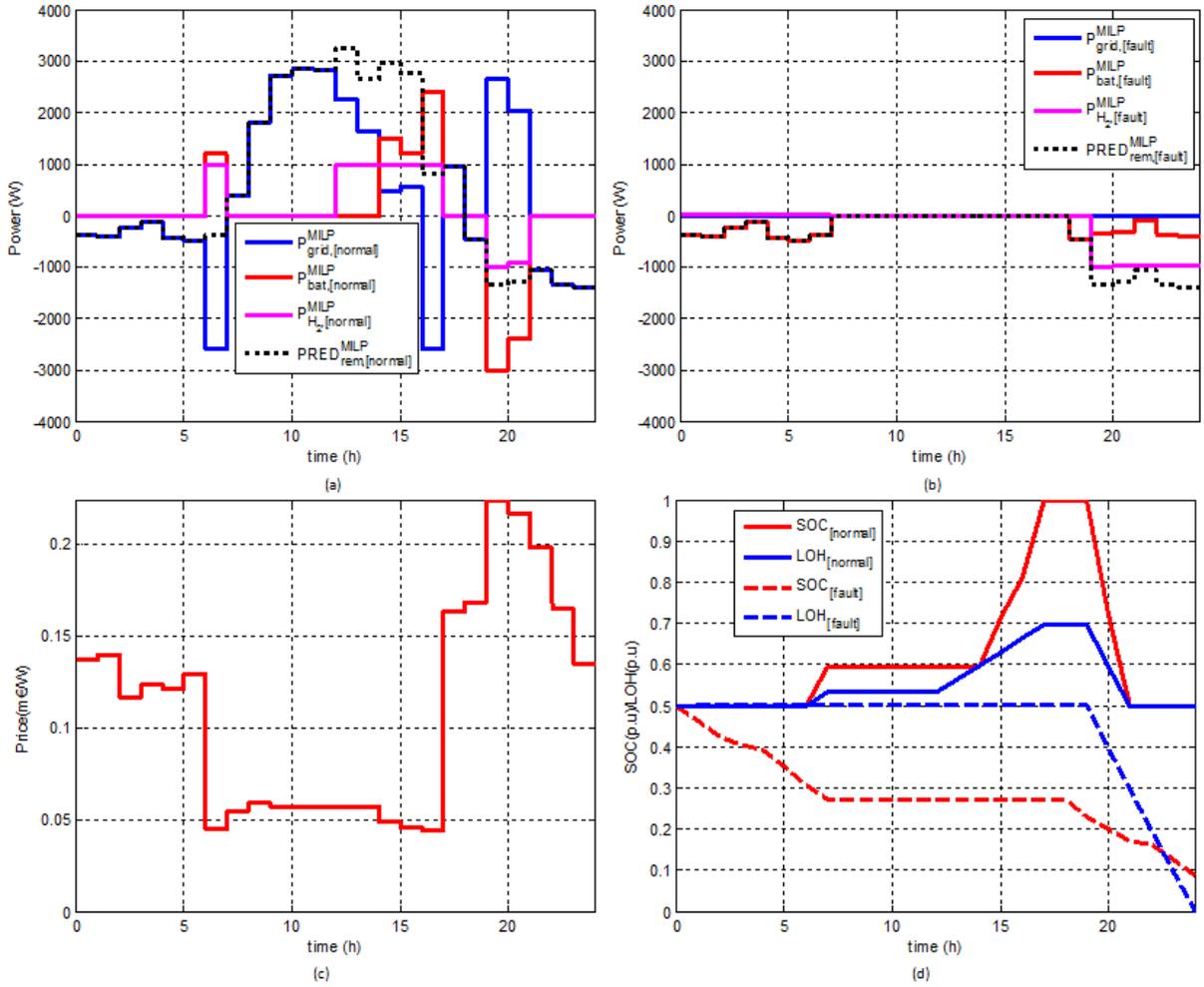


Figura 2. Resultados de formulación S-MPC del problema para una única microrred.

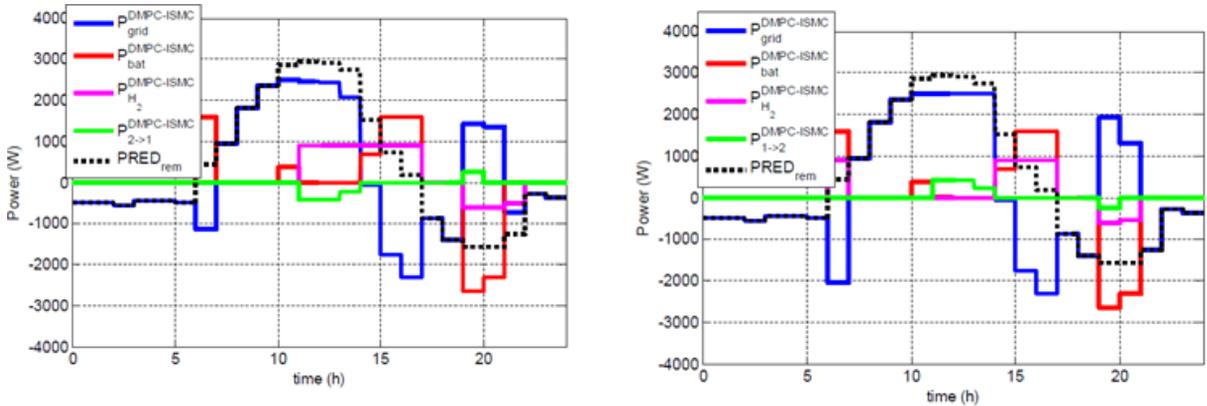


Figura 3. Resultados para dos microrredes interconectadas.

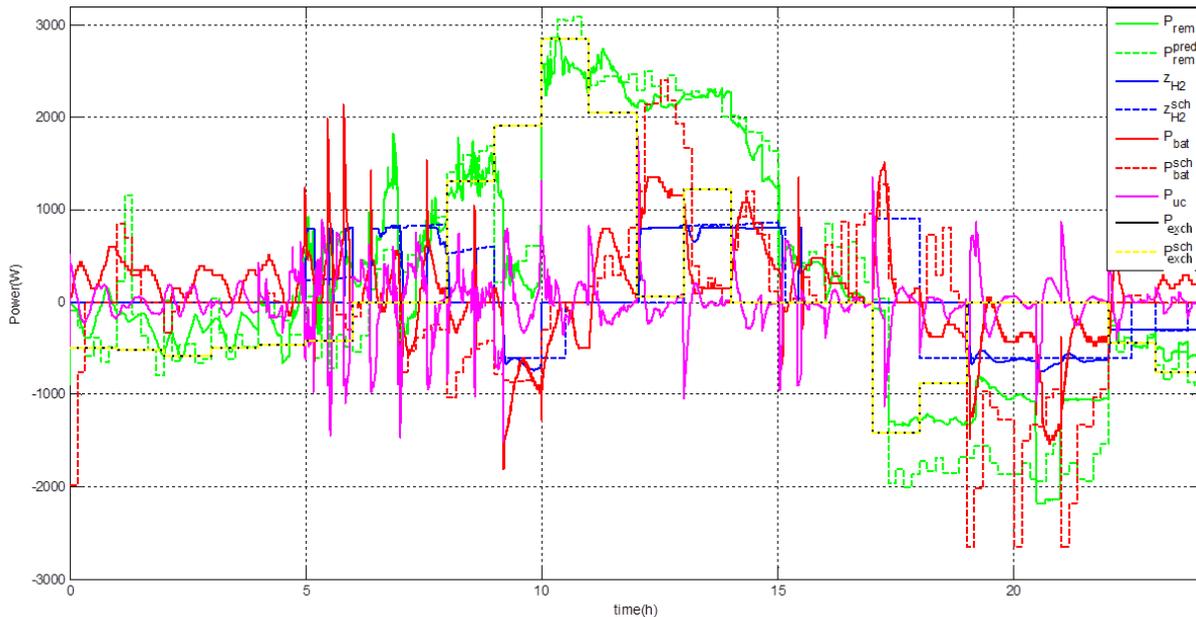


Figura 4. Resultados experimentales para un día completo de generación fluctuante con  $T_s=1$  seg.

## AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo ha sido realizado bajo el marco del proyecto CONFIGURA (DPI2016-78338-R) financiado por el Ministerio Español de Economía, Industria y Competitividad.

## REFERENCIAS

- Garcia-Torres, F. y Bordons, C. "Optimal economical schedule of hydrogen-based microgrids with hybrid storage using model predictive control." IEEE Transactions on Industrial Electronics 62.8 (2015): 5195-5207.
- Garcia-Torres, F., Valverde, L. y Bordons, C. Optimal load sharing of hydrogen-based microgrids with hybrid storage using model-predictive control. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2016, vol. 63, no 8, p. 4919-4928.
- Bemporad, A. y Morari, M. "Control of systems integrating logic, dynamics, and constraints." Automatica 35.3 (1999): 407-427.
- Garcia-Torres, F., Bordons, C. y Ridao, M.A. "Optimal peer to peer market operation for microgrids with hybrid energy storage system using distributed model predictive control." Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2017 8th IEEE PES International Conference and Exhibition on. IEEE, 2017.

# MICRORRED CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO HÍBRIDO (BATERIAS DE GEL E HIDRÓGENO) DEL CENTRO NACIONAL DEL HIDRÓGENO

**Carlos Fúnez Guerra**, Responsable Unidad Consultoría y Medioambiente, Centro Nacional del Hidrógeno

**Beatriz Nieto Calderón**, Ingeniera Unidad Consultoría y Medioambiente, Centro Nacional del Hidrógeno

**María Jaén Caparrós**, Gerente, Centro Nacional del Hidrógeno

**Emilio Nieto Gallego**, Director, Centro Nacional del Hidrógeno

**Resumen:** En el presente trabajo se describe la microrred con sistema de almacenamiento híbrido (baterías de gel e hidrógeno) del que dispone el Centro Nacional del Hidrógeno. Se realiza una descripción detallada de los diferentes componentes que forman parte de la microrred (planta solar fotovoltaica, electrolizador, pila de combustible, baterías, parque de almacenamiento de hidrógeno, cargas eléctricas y sistema de aprovechamiento térmico). Adicionalmente, se explica el sistema de integración térmica de los diferentes componentes que forman parte de la microrred, utilizando como sistema de almacenamiento de la energía térmica, materiales de cambio de fase. Por último, se indica el modo de operación y funcionamiento de la microrred con sistema de almacenamiento de energía eléctrica híbrido y con sistema de almacenamiento térmico mediante materiales de cambio de fase.

**Palabras clave:** Hidrógeno, Almacenamiento, Híbrido, Microrred, Electrolizador, Pila de Combustible, Baterías

## INTRODUCCIÓN AL CONCEPTO DE MICRORRED

La producción eléctrica en un sistema centralizado, independientemente si esté regulado o no, se basa en las grandes centrales y en la red de la transmisión y de distribución. Todas las centrales están interconectadas con esta red formando un sistema eléctrico. Este sistema tiene que satisfacer la demanda según se genere cada día. Además, el control del sistema está centralizado, de forma que las centrales se activan en función del precio de la unidad eléctrica que se oferte en el mercado (sistema no regulado), o con la central que genera con los costes menores, en el sistema regulado. Este sistema de producción eléctrica centralizada tiene los siguientes inconvenientes:

- Casi la totalidad de la energía eléctrica producida se hace fuera de los puntos de consumo.
- La generación se hace en grandes instalaciones de generación.
- Se requieren grandes líneas de alta tensión para transportar y distribuir la energía generada hasta los puntos de consumo, normalmente muy alejados.
- Pérdida de eficiencia energética del sistema por las elevadas pérdidas de las redes de transporte y distribución 10-13%.
- La construcción de más líneas eléctricas de transporte y distribución suele generar amplio rechazo social.

Los avances en las tecnologías de generación han hecho que el coste mínimo, por unidad de potencia generada, se obtenga en centrales de menor tamaño y potencia generada. Este hecho sumado al elevado nivel de eficiencia conseguido en centrales de menor tamaño, la disponibilidad de tecnología de generación energética renovable y la liberación del mercado eléctrico han promovido la transición a un sistema de generación eléctrica distribuida. Esta transición conlleva un cambio de topología del sistema eléctrico.

La generación distribuida (GD), también conocida como generación in-situ, generación embebida, generación descentralizada, generación dispersa o energía distribuida, ha surgido en los últimos años debido a la evolución que ha tenido el sistema eléctrico. Su definición se puede aproximar a la de generación de energía eléctrica a pequeña escala y próxima al consumidor. Las crisis energéticas y los impactos medioambientales provocan la aparición de nuevos problemas que influyen de forma definitiva en el desarrollo de la industria energética. En los últimos 20 años, las innovaciones tecnológicas, el incremento de los costos de transporte y distribución, la economía cambiante, la preocupación por el cambio climático y la publicación de normativa reguladora han dado como resultado un interés renovado por la GD. La Agencia Internacional de la Energía (IEA), enumera cinco factores que contribuyen a la evolución de la GD, siendo estos factores el desarrollo de tecnologías de GD, las restricciones en la instalación de nuevas líneas de transporte, el crecimiento de la demanda energética, la liberalización del mercado eléctrico y el cambio climático. Los principales beneficios de la GD son los siguientes:

- Impulsa las energías renovables que pueden escalarse fácilmente permitiendo la diversificación energética con fuentes de energía autóctonas y limpias.

- Reducción de las pérdidas en las redes eléctricas al producir energía en el lugar de consumo, reduciendo el tránsito de cantidades importantes de energía.
- Permitirá dar respuesta a incrementos en la demanda eléctrica, reduciendo la necesidad de incrementar las infraestructuras eléctricas, optimizando el uso de las redes existentes.
- Puede ofrecer energía a los consumidores a costes competitivos con los ofrecidos por el modelo centralizado.
- Permite el ahorro de energía primaria reduciendo las emisiones de GEI.
- Desde el punto de vista de la operación puede descargar a la red en horas punta sobre todo con la generación fotovoltaica.
- Incremento de la seguridad de suministro.

En el contexto de la generación distribuida, surge el concepto de microrred. Una microrred es un sistema eléctrico constituido por generadores distribuidos e interconectados, cargas y unidades distribuidas de almacenamiento de energía eléctrica que cooperan entre sí comportándose colectivamente como un único sistema consumidor o productor. La coordinación del sistema incluye coordinación de los dispositivos de control y protección, así como funcionalidades de gestión energética y control inteligente. Las microrredes suelen estar formadas por los siguientes sistemas:

- Sistemas de generación de energía (energía solar fotovoltaica, energía eólica, grupos de cogeneración, generador diésel, pilas de combustible, etc.).
- Sistemas de almacenamiento de energía (baterías, volantes de inercia, supercondensadores, hidrógeno, etc.).
- Sistemas de distribución de energía (transformadores, inversores, rectificadores, protecciones de media y baja tensión, etc.).
- Inteligencia, gestión y control del sistema (infraestructura interoperable de comunicaciones, centro de control, puntos de recarga para vehículos eléctricos, contadores inteligentes, etc.).

En relación a la tipología de red eléctrica de una microrred, ésta puede ser una red de corriente continua, una red de corriente alterna o incluso una red de corriente alterna de alta frecuencia. El sistema puede ser monofásico o trifásico y puede conectarse en nivel de baja o media tensión a la red eléctrica general. Respecto a los modos de operación, la microrred puede operar interconectada a la red eléctrica general, a través de uno o varios PCC (Point of Common Coupling) o bien puede operar de forma aislada. Los requisitos operacionales de cada uno de estos modos de operación son diferentes y las especificaciones de control y estabilidad también divergen.

La creciente integración de microrredes en el sistema eléctrico no se concibe sin la transformación de la red eléctrica actual en una red eléctrica inteligente, o también denominada Smart Grid. El concepto de Smart Grid hace referencia a una red eléctrica capaz de integrar de forma inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ella, generadores, consumidores, y sistemas generadores/consumidores como las microrredes. El objetivo de esta integración inteligente es suministrar la energía eléctrica de forma eficiente, sostenible y económicamente rentable.

La integración inteligente de las microrredes en la red eléctrica requiere el conocimiento del estado actual y de la previsión de operación de los elementos de la microrred y de las posibles interacciones de la microrred con la oferta / demanda de la red eléctrica general. Por todo esto, resulta imprescindible la implantación de un sistema de intercambio de comunicación interno, entre los elementos que constituyen la microrred, y con la red eléctrica general para optimizar su integración y control coordinado.

## DESCRIPCIÓN DE LA MICRORRED

En la presente comunicación, se describe la microrred de la que dispone el Centro Nacional del hidrógeno, tratándose de una microrred de corriente alterna trifásica, aislada de la red eléctrica, formada por los siguientes componentes:

- Instalación solar fotovoltaica de 100 kWn.
- Pila de combustible polimérica de 30 kWn.
- Electrolizador alcalino de 60 kWn.
- Parque de almacenamiento de hidrogeno a diferentes presiones.
- Estación de repostaje de hidrógeno o hidrogenera.
- Parque de baterías de gel.
- Cargas eléctricas de varios laboratorios.

## MICRORRED CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO HIBRIDO CNH2.

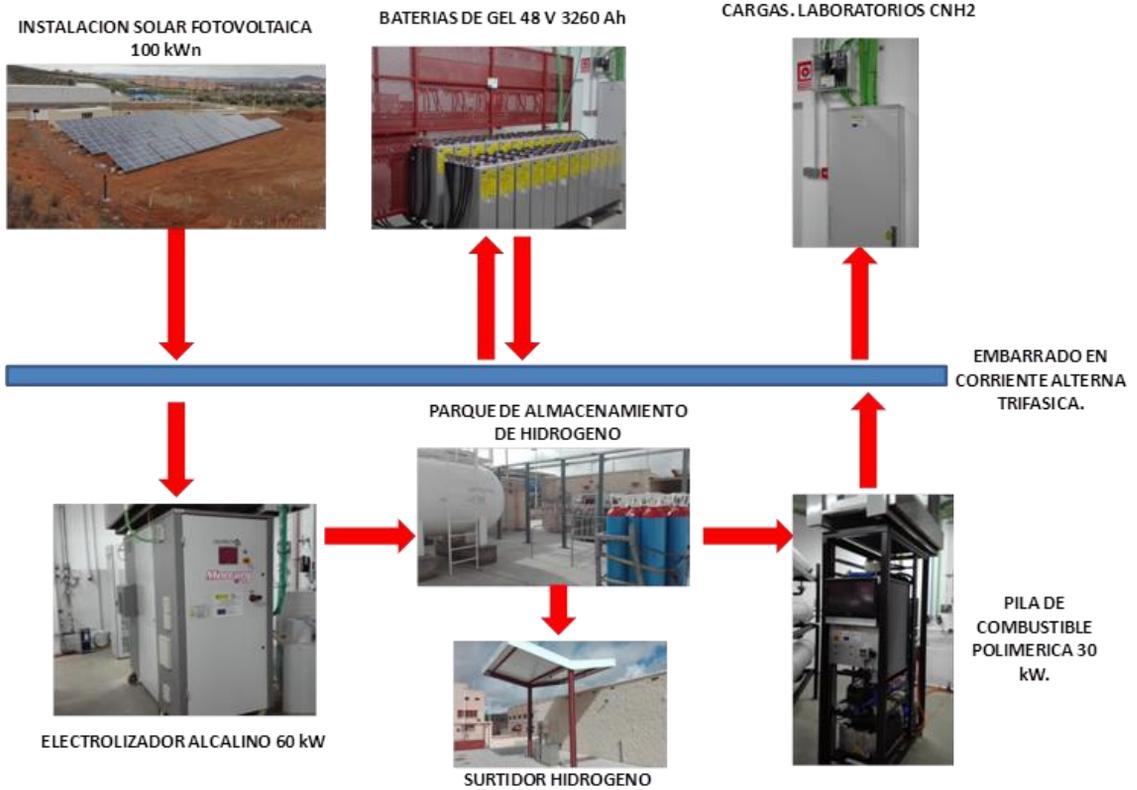


Figura 1. Microrred con sistema de almacenamiento híbrido del CNH2.

Un aspecto diferenciador de esta microrred con respecto a otras microrredes de la misma tipología, es el aprovechamiento de calor residual de los equipos del ciclo de hidrógeno (electrolizador y pila de combustible fundamentalmente) para su uso en el sistema de climatización del CNH2, previo almacenamiento en materiales de cambio de fase. Este almacenamiento intermedio en materiales de cambio de fase permite desacoplar las curvas de generación y consumo de calor, con el beneficio que ello implica. En la figura 2 se puede observar el sistema de aprovechamiento de calor residual implementado.

A continuación, se especifican los detalles de cada uno de los componentes que forman parte de la microrred con sistema de almacenamiento híbrido del Centro Nacional del Hidrógeno.

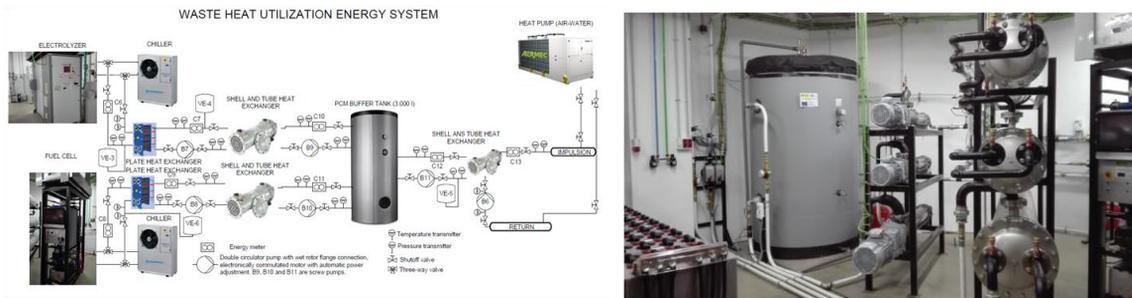


Figura 2. Sistema de aprovechamiento de calor residual.

## Instalación solar fotovoltaica de 100 kWn

La instalación solar fotovoltaica del CNH2 está compuesta por un total de 432 paneles de 250 W de potencia pico, de la marca EXIOM, estando dispuestos dichos paneles en estructuras metálicas fijas, con una inclinación de 25º, y disponiéndose los paneles sobre la estructura metálica en 4 filas horizontales. Los paneles fotovoltaicos se agrupan en diferentes series que alimentan a tres inversores de la marca KACO de 60, 30 y 10 kW de potencia. Tras los inversores, se dispone de un cuadro de alterna que hace la suma de los 3 inversores e inyecta la energía fotovoltaica generada a los embarrados del cuadro general de baja tensión para autoconsumo o al embarrado en alterna de la microrred.

### ***Pila de combustible Polimérica de 30 kWn***

El sistema de pila de combustible polimérica de alta potencia refrigerada por agua que forma parte de la microrred es de la marca Heliocentrics, en concreto el modelo HyPM LAB HD30. Los datos más relevantes de la pila de combustible son los siguientes:

- Potencia eléctrica nominal de 30 kW.
- Intensidad de funcionamiento, de 0 a 500 ACC.
- Tensión de funcionamiento de 60 a 120 VCC.
- Refrigeración mediante agua desionizada.
- Pico de eficiencia eléctrica: 53%.
- Pico de eficiencia global, considerando la parte térmica y eléctrica: 80%.
- Calidad del hidrógeno de alimentación mayor o igual a 99,99%.
- Dimensiones 60 cm de ancho, 120 cm de fondo y 170 cm de alto, con un peso total aproximado de 300 kg. Se ubica en el interior de un rack de 19" 42 U.
- Carga eléctrica regenerativa con una capacidad mínima de 30 kW CC.

### ***Electrolizador alcalino de 60 kWn***

El electrolizador alcalino es de la marca ERREDUE, en concreto el modelo G16D, incluyendo un sistema de purificación Deoxo y Secador, lo cual permitirá la obtención de hidrógeno de alta pureza. Todos los materiales en contacto con el hidrógeno serán de acero inoxidable. Las principales características técnicas del equipo son las siguientes:

- Flujo obtenido por el sistema: 10,66 Nm<sup>3</sup>/hr. de Hidrógeno.
- Grado de O<sub>2</sub> final: < 5 ppm de O<sub>2</sub>.
- Pureza total mejor a 99,9995%.
- Presión máxima: 10 bar.
- Contenido de Humedad: < 5 ppm de H<sub>2</sub>O.
- Punto de Rocío: < -65 °C.
- Potencia eléctrica: 3x400VAC+N, 50 Hz.
- Consumo eléctrico máximo: 58 kW.
- Amperios: 90 A.
- Línea de protección eléctrica: 125 A.
- Dispone de un sistema de gestión del calor, para refrigeración del equipo.
- Purificador mediante tecnología deoxo y secado integrado en el equipo.
- Permiten ser conectados a sistemas de energía renovable con alimentación eléctrica variable entre el 20 y el 100% del total admisible.

### ***Parque de almacenamiento de hidrógeno a diferentes presiones***

El hidrógeno una vez generado por el electrolizador ERREDUE se almacena en 16 botellas de 50 l de capacidad y en un tanque de 7500 l de capacidad a una presión de 10 bar. Mediante el uso de un booster neumático se puede almacenar hidrógeno en dos jaulas de botellas, cada una de las cuales formada por 16 botellas de 50 l de capacidad cada una de ellas a la presión de 200 bar. Mediante el uso de un compresor mecánico de membrana, se puede almacenar hidrógeno en tres jaulas de botellas, formada cada una de ellas por 16 botellas de 85 l cada una de ellas, a la presión de 450 bar. Los almacenamientos a diferentes presiones están interconectados entre sí, de forma que se puede obtener hidrógeno para su uso en la pila de diferentes almacenamientos, siendo el predefinido el hidrógeno almacenado a 10 bar. Desde el almacenamiento de 450 bar de presión, se alimenta un surtidor de hidrógeno, el cual repostará vehículos

alimentados por hidrógeno hasta una presión de 350 bar. En concreto, el dispensador es el modelo TK17-TSA1-A suministrado por Idromeccanica S.p.a.

### ***Parque de baterías de gel***

Las baterías disponibles son 24 unidades de baterías SONNENSCHNEIN, modelo A-602/3270 SOLAR, con C120 = 3266 Ah. Cada uno de los vasos da una tensión de 2V, lo que supone 48 V tras su conexión en serie. Si multiplicamos los 48V por los 3266Ah, obtenemos 156,768 kWh de energía almacenada a C120. Para el correcto funcionamiento del parque de baterías es necesario contar con inversores cargadores. Se han elegido 6 unidades del inversor/cargador SCHNEIDER, modelo CONECT XW+ 8548, con una potencia nominal a 25°C de 6800 W, de onda senoidal pura, flexible para poder utilizarlo tanto en sistemas monofásicos como trifásicos, con 2 entradas de AC y con capacidad de interactuar con la red gracias a los controles avanzados de interacción. Para controlar las baterías se dispone del dispositivo de comunicación Conext ComBox, el Conext Battery Monitor y el panel de control del sistema Conext.

### ***Cargas eléctricas de varios laboratorios***

Existen varios laboratorios que forman parte del Centro Nacional del Hidrógeno, en concreto el laboratorio de edificio demostrador eficiente energéticamente y el taller de fabricación de prototipos, que son susceptibles de ser alimentados eléctricamente por la microrred que se describe en el presente documento (disponen de selectores mediante los cuales se puede elegir si son alimentados eléctricamente desde la red eléctrica convencional o desde la microrred). Ambos laboratorios tienen cargas variables, de diferentes potencias, monofásicas y trifásicas, pudiendo alcanzar una potencia superior a los 100 kW en momentos determinados.

### ***Sistema de aprovechamiento de calor residual***

El electrolizador y la pila de combustible de la microrred, tienen implementados sistemas de refrigeración, los cuales se activan cuando es necesario refrigerar el equipo. Con el objeto de aprovechar ese calor, se ha instalado un sistema de recuperación de calor, el cual permite usar el calor que anteriormente se disipaba en el ambiente, en el sistema de climatización del Centro Nacional del Hidrógeno. El sistema de recuperación de calor residual transfiere el calor desde los equipos que lo generan hasta el sistema de climatización, pasando por materiales de cambio de fase como sistema de almacenamiento de energía. La implementación de este sistema de aprovechamiento de calor residual hace que la eficiencia global de la microrred sea mayor, ya que se aprovecha la parte térmica, que en la mayor parte de las microrredes se desprecia.

## **MODO DE FUNCIONAMIENTO MICRORRED CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO HÍBRIDO**

El modo de funcionamiento de la microrred descrita en el punto anterior es el siguiente:

- Siempre que existe energía solar fotovoltaica se van a alimentar los laboratorios preparados para ello.
- Si una vez alimentados los laboratorios mediante energía solar fotovoltaica existen excedentes, se van a utilizar para generar hidrógeno mediante el electrolizador, el cual será almacenado en el parque de almacenamiento.
- Si una vez alimentados los laboratorios y el electrolizador, siguen existiendo excedentes de energía solar fotovoltaica, se va a almacenar en las baterías de gel.
- En los momentos en que la generación fotovoltaica no es suficiente para alimentar los laboratorios, se va a utilizar la pila de combustible para generar la energía eléctrica necesaria para que los laboratorios puedan funcionar de forma correcta.
- Si entre la energía solar fotovoltaica y la pila de combustible no pueden satisfacer la demanda de los laboratorios, se va a hacer uso de las baterías de gel para poder satisfacer la demanda de los laboratorios.
- Durante el funcionamiento del electrolizador y la pila de combustible, se va a aprovechar el calor residual de las mismas para su uso en el sistema de climatización del Centro Nacional del Hidrógeno, pasando previamente por un almacenamiento intermedio en materiales de cambio de fase.

Como se puede observar, se trata de una microrred con un sistema de almacenamiento de energía híbrido, donde en primer lugar se utiliza el hidrógeno como almacén energético y posteriormente las baterías de gel, aprovechando de esta forma las ventajas de cada uno de los sistemas de almacenamiento y minimizando los aspectos negativos de cada uno de ellos. Un tema de vital importancia es el aprovechamiento térmico de los calores residuales, lo cual hace que la eficiencia de la microrred pueda aumentar en varios puntos porcentuales.

## AGRADECIMIENTOS

Los diferentes componentes de la microrred han sido cofinanciados con Fondos Feder ICTS 2005, según informe Favorable recibido por parte de la Comisión de Selección de Proyectos Cofinanciados a través del "Programa Operativo Fondo Tecnológico" de Infraestructuras Científicas y Técnicas Singulares(ICTS) con fecha 19/12/2013 y número de documento de salida 2013-00428-S.

## REFERENCIAS

- [1] Survey on Smart Grid. Radman, Ghadir. 2010, Proceedings of the IEEE SoutheastCon (SoutheastCon).
- [2] Smart Grid: Challenges, Research Directions. Beidou, F. Bagnan, y otros. 2010, IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems.
- [3] Review of Technologies and Implementation Strategies in the Area of Smart Grid. Khan, Hammad A, y otros. 2009, Power Engineering Conference, AUPEC.
- [4] Gellings, C.W. The smart grid: enabling energy efficiency and demand response. Lilburn: Fairmont Press: Taylor & Francis, 2009. ISBN 1439815747.
- [5] Majumder, R. Microgrid: stability analysis and control: modeling, stability analysis and control of microgrid for improved power sharing and power flow management. Saarbrücken: VDM, 2010. ISBN 978-3-639-24769-5.

# ENLACES HVDC PARA EVACUACIÓN DE ENERGÍAS MARINAS: SOLUCIÓN DE FUTURO

**Susana Apiñániz**, Responsable de Electrónica de potencia, Tecnalía Research & Innovation

**Ángel Luis Pérez**, Investigador, Tecnalía Research & Innovation

**Maidier Santos**, Investigadora, Tecnalía Research & Innovation

**Salvador Ceballos**, Investigador, Tecnalía Research & Innovation

**Raúl Rodríguez**, Investigador, Tecnalía Research & Innovation

**José Miguel Lázaro**, Investigador doctor, Artech Centro de Tecnología

**Santiago Rementería**, Director, Artech Centro de Tecnología

**Pablo Eguía**, Profesor Agregado, Departamento Ingeniería Eléctrica, ETSI-BILBAO UPV/EHU

**Agurtzane Etxegarai**, Profesora, Departamento Ingeniería Eléctrica, ETSI-BILBAO UPV/EHU

**Resumen:** El objetivo general del proyecto es el de avanzar en la investigación en enlaces para transmisión en corriente continua de alta tensión y conseguir así un mejor posicionamiento de las empresas del entorno ante el despliegue masivo de parques eólicos offshore que se estima va a tener un mercado potencial enorme. Se han identificado una serie de tecnologías estratégicas que se describirán en el documento.

**Palabras clave:** HVDC, Evacuación Offshore, Parque Eólico, VSC, MMC, Subestaciones, Circuit Breakers Superconductores

## INTRODUCCIÓN

La tecnología HVDC en la actualidad está dominada por unas pocas multinacionales que hacen proyectos llave en mano (fabricación de convertidores, instalación de cable submarino, instalación de plataformas offshore y onshore, protecciones, etc). En los próximos años se prevé un cambio en el modelo de negocio hacia suministros más específicos realizados por diferentes empresas que entre todas ellas conformen la solución global. Surge así una oportunidad de negocio muy atractiva para el tejido industrial del ámbito de la energía. Las empresas han de adaptar su oferta al nuevo escenario en los próximos años para poder acceder al mercado asociado al HVDC. Este proyecto nos brinda la posibilidad de avanzar en la I+D+i asociada a este campo y en concreto a las necesidades más específicas de las empresas cercanas. Se han identificado una serie de tecnologías estratégicas en el proyecto que se van describir a continuación.

## ARQUITECTURA DE TRANSMISIÓN HVDC HÍBRIDA

El objetivo es encontrar posibles alternativas para competir con la topología más extendida VSC-HVDC. Se está trabajando en el desarrollo un nuevo sistema HVDC híbrido optimizado para el transporte de energía generada en parques eólicos *offshore*. El sistema consta de un rectificador de diodos en la subestación *offshore*, conectado directamente al colector AC del parque eólico, cuyo funcionamiento se puede complementar con un STATCOM (ver Figura 1. Enlace híbrido propuesto rectificador de diodos – VSC (MMC) con STATCOM VSC opcional). La conexión a la red terrestre se hace a través de un convertidor modular multinivel (MMC). La utilización de esta solución para el transporte de energía *offshore* resulta muy beneficiosa, ya que al incorporar un rectificador de diodos, la eficiencia del sistema se ve incrementada respecto del resto de soluciones híbridas y de las soluciones VSC-HVDC. Además, hay que destacar que el rectificador de diodos es uno de los convertidores más sencillos y robustos que se pueden construir, lo cual debería repercutir en una bajada en el coste de desarrollo del sistema de transmisión y en un aumento de su fiabilidad y disponibilidad. Del mismo modo, al conectarse a red a través de un convertidor VSC, hereda toda la flexibilidad de los sistemas VSC-HVDC y puede cumplirse sin ninguna restricción la normativa de conexión a red indicada en los códigos de operación.

En cuanto a los controles de la tensión del colector AC del parque, el reto tecnológico está en controlar con precisión la amplitud y frecuencia de dicha tensión. Para ello se propone un control centralizado con STATCOM y un control distribuido utilizando los convertidores que se conectan a la salida de los aerogeneradores. Este sistema de transmisión es novedoso y diferente respecto a las soluciones VSC-HVDC que se vienen usando en el campo de la eólica offshore y por tanto el trabajo realizado supone una innovación.

Se ha definido un caso de estudio representativo de un parque eólico offshore de 450 MW, con el fin de dimensionar adecuadamente cada uno de los componentes. Para ello se han desarrollado los algoritmos de control de la tensión del sistema colector del parque y del convertidor VSC MMC de la subestación terrestre, así como un modelo del enlace de transporte con la arquitectura propuesta.

Se ha realizado la validación de la arquitectura propuesta y de los algoritmos de control desarrollados, habiéndose obtenido resultados de simulación tanto en condiciones normales de funcionamiento como en régimen perturbado. En ambos casos, se ha demostrado que el sistema es estable y que es capaz de transmitir a la red terrestre toda la energía generada por el parque. Actualmente, el proyecto se encuentra en su fase experimental, en la cual se está desarrollando una plataforma a escala de la arquitectura propuesta con una potencia nominal de 10 kW.

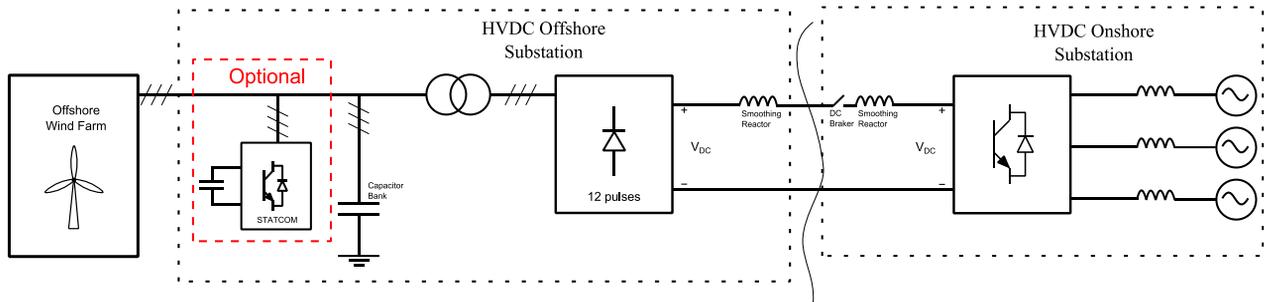


Figura 1. Enlace híbrido propuesto: rectificador de diodos offshore – VSC (MMC) con STATCOM VSC opcional.

## LABORATORIO HVDC

Con el objetivo de testear los algoritmos de control de alto y bajo nivel de los convertidores MMC se ha realizado el diseño y la fabricación del laboratorio a escala reducida para testear tecnologías HVDC, tanto la parte de potencia como la de control. Dicho laboratorio ha sido integrado y validado.

Respecto al hardware de potencia se ha diseñado un convertidor multinivel con topología MMC con 48 sub-módulos (ver Figura 2). Además, también podrá configurarse como un convertidor multinivel en cascada y hacer las veces del STATCOM que utiliza el sistema de transporte híbrido que se va a desarrollar en la línea de investigación 1 de este proyecto. Para el hardware de control se ha desarrollado un sistema que constituye un nuevo sistema de control distribuido maestro-esclavo con topología en estrella que funciona bajo una arquitectura de comunicaciones del tipo PON (Passive Optical Network). Esta solución es novedosa y representa un avance significativo respecto al estado del arte. Dicho hardware de control es totalmente extrapolable al control de un convertidor a escala real.



Figura 2. Convertidor MMC que forma parte del laboratorio HVDC.

## CONTROL DE ALTO NIVEL DE ESTACIONES CONVERTIDORAS VSC-HVDC

Se ha establecido la influencia de los convertidores HVDC-VSC en la calidad de onda y en la operación de la red AC por medio de un análisis del estado del arte. Esto ha permitido determinar los requisitos que deben cumplir los modelos simplificados de red AC para poder validar los algoritmos de control de alto nivel desarrollados.

Dentro del trabajo realizado sobre modelos simplificados de red AC, se han desarrollado y validado cuatro modelos de red para estudiar eventos de variaciones de frecuencia y oscilaciones de potencia, huecos de tensión, desequilibrios y oscilaciones subsíncronas. Este desarrollo ha permitido realizar un estudio analítico novedoso de cada uno de los modelos para identificar los parámetros que inciden en cada evento. El estudio permite determinar la magnitud y características del evento si se conocen los datos que caracterizan la red AC y, de forma inversa, determinar cuál debe ser la parametrización del modelo de red para reproducir un evento con las características especificadas en la normativa o a partir de registros de medidas del evento.

Dentro del trabajo realizado sobre algoritmos de control de alto nivel, se ha desarrollado un control integral para redes HVDC multiterminales, basado en una estructura de control de alto nivel, que mantiene la tensión DC estable en todas las posibles condiciones de operación, además de proporcionar al sistema o sistemas AC a los que está conectada una respuesta dinámica adecuada, tanto en régimen de operación normal como en régimen perturbado.

Por último, en relación con el estudio de la interacción entre los convertidores HVDC-VSC y la red AC, se ha desarrollado un modelo de simulación de red mixta AC-DC, basado en la red de estudio del grupo B4.57 de CIGRE, a la que se han añadido los modelos simplificados de red AC que se han desarrollado en el proyecto.

Adicionalmente, este proyecto supone innovaciones importantes, principalmente en el campo de la interoperabilidad y las redes inteligentes, permitiendo controlar y supervisar las estaciones convertidoras VSC-HVDC de manera integrada en el sistema eléctrico general. Los análisis realizados nos muestran que las estructuras convencionales de las arquitecturas de los sistemas de control de la red AC, en cualquiera de los niveles, no son adecuadas ni aptas para la creación de un sistema de control para las estaciones convertidoras HVDC, y mucho menos para la interoperabilidad de estos equipos compartiendo funcionalidades dentro de una configuración de automatización y control global en el ámbito de las Smart Grids. El proyecto contribuye positivamente en el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes, las cuales a su vez tienen un efecto beneficioso sobre el medio ambiente. Desde el enfoque de las compañías energéticas se facilita la optimización de la gestión del transporte y distribución de la energía eléctrica con las tecnologías aportadas por el proyecto, mejorando la eficiencia energética con un impacto ambiental positivo. El uso de los sistemas de comunicación avanzado será fundamental para integrar la gestión de los recursos energéticos distribuidos con la operación de la red y permitir la circulación de gran cantidad de información sobre el estado de la red, así como permitir el envío de órdenes desde el centro de operación hasta los diferentes equipos de maniobra.

## MEDIDA DE CORRIENTE Y TENSIÓN EN SISTEMAS HVDC

Al igual que sucede en las subestaciones convencionales de transporte eléctrico en corriente alterna, también en el caso de los sistemas HVDC deben medirse con fiabilidad y precisión suficiente la corriente y la tensión en distintos puntos de la instalación. Estos dos son los parámetros eléctricos básicos de todo circuito que permiten monitorizar las condiciones de operación y actuar en consecuencia. Como parte del proyecto se han diseñado dos sensores, uno óptico de corriente y un divisor R-C de tensión, que proporcionan una solución de medida digital para líneas HVDC. Al estar orientados a circuitos de corriente continua, en ellos no se explota el principio de inducción electromagnética que constituye la base de los transformadores de medida convencionales.

La solución de medida de corriente se compone de tres elementos: el sensor de intensidad propiamente dicho, consistente en una fibra óptica que rodea al conductor por el que circula la corriente y que se ubica en una cabeza totalmente pasiva (esto es, sin ningún tipo de alimentación eléctrica); un aislador polimérico de soporte (o flexible) con fibras ópticas integradas (del tipo monomodo comúnmente utilizado en redes de telecomunicación); y una unidad electrónica terminal, también denominada concentradora, que se aloja en la caseta de control.

El principio de funcionamiento del sensor está basado en el efecto magneto-óptico Faraday, mediante el cual el plano de polarización de una señal óptica sufre una rotación a medida que se desplaza por un medio que se encuentra bajo la influencia de un campo magnético. Para un haz de luz que se transmite a través de un circuito cerrado, el ángulo de

rotación será proporcional a la corriente eléctrica que genera el campo, que en nuestro caso será la que circula por el circuito primario y deseamos medir.

La unidad concentradora incluye una fuente de luz láser y la interfaz de salida digital compatible con los protocolos definidos en los estándares internacionales IEC 61850-9-2 e IEC 61869-9. Se encarga del procesamiento de las señales y de la conversión analógico/digital. También sincroniza las señales de corriente y tensión, y las encapsula en tramas de datos antes de enviarlas al denominado bus de proceso. Para medir la tensión se ha diseñado un divisor R-C en el que, además del requisito de una medida fiable y precisa, hay que considerar necesidades adicionales a las estrictamente funcionales, que vendrán exigidas por su instalación en una subestación de explotación comercial sujeta a condiciones variables de funcionamiento.

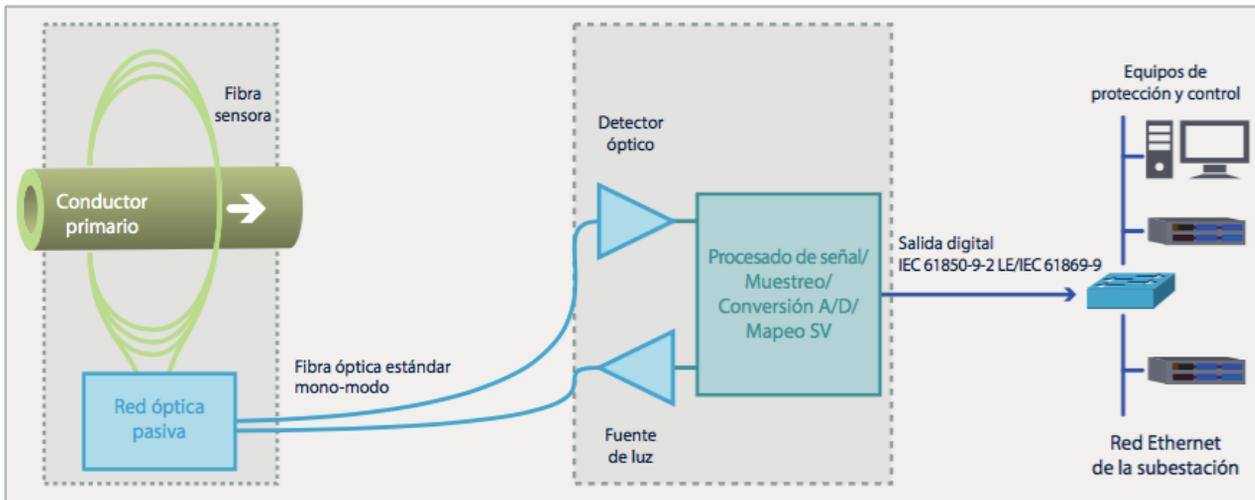


Figura 3. Sensor óptico de corriente: Diagrama de bloques esquemático del conjunto.

El concepto de este equipo es similar al de un transformador de tensión capacitivo de alta tensión complementado por una serie de elementos resistivos conectados en serie-paralelo.

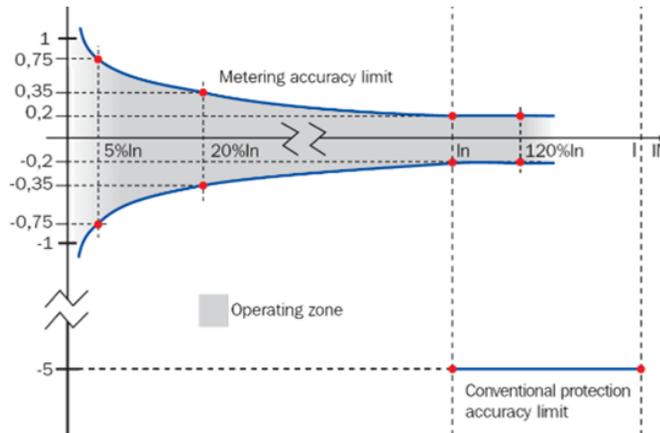


Figura 4. Rango de precisión del sensor óptico de corriente para alta tensión (clase 0,2).

Para las aplicaciones de HVDC sustituimos la unidad electromagnética inductiva de media tensión que se conecta a la etapa divisora de un transformador capacitivo convencional, por una unidad electrónica encargada, principalmente, de la digitalización de las salidas. Tras la etapa de diseño se han construido prototipos de ambos sensores, obteniéndose resultados satisfactorios en los ensayos de laboratorio realizados. A modo de ejemplo, la zona de operación del sensor óptico de corriente, que se muestra sombreada en la siguiente figura, satisface los límites de

precisión establecidos en las normas internacionales. Al desaparecer las no linealidades asociadas a los fenómenos de saturación de los núcleos ferromagnéticos, un mismo equipo cumple con las clases de medida y protección, con la particularidad de presentar precisión de medida también en el rango de protección.

## CIRCUIT BREAKERS BASADOS EN MATERIALES SUPERCONDUCTORES

Uno de los principales retos que es necesario resolver para la implementación práctica de redes HVDC es el de su protección ante faltas en las líneas de continua. En la actualidad, los enlaces VSC-HVDC existentes son conexiones punto a punto que se protegen desde el lado de AC para faltas en DC. Esta estrategia de protección no será válida para las futuras redes multiterminal HVDC. Por ello, en el presente proyecto se ha realizado un análisis sobre el estado del arte en interrupción de faltas en continua y se han analizado las distintas alternativas propuestas en la literatura.

Existen distintas propuestas de interruptores DC a nivel de diseño, prototipo y comerciales, distinguiéndose tres tecnologías diferentes: interruptores DC mecánicos, interruptores DC basados en tecnología de estado sólido e interruptores DC híbridos. Entre los interruptores DC híbridos, en el presente proyecto se han estudiado aquellos que combinan limitadores superconductores de tipo resistivo con interruptores de continua. Se ha realizado un prediseño del equipo basado en [1] y [2], a partir de las características técnicas de los interruptores de HVDC comerciales. La función del dispositivo limitador es reducir el valor de la corriente de falta en los primeros instantes y mantenerla limitada en un valor de unos pocos kA, de forma que pueda ser cortada por el interruptor HVDC convencional. Por ello, sus especificaciones están fijadas por las características técnicas de los interruptores comerciales disponibles.

Actualmente, se está desarrollando un modelo del dispositivo diseñado para validarlo mediante simulación. Este proceso se ha desarrollado escalonadamente debido a la complejidad y novedad de la tarea. Inicialmente, se ha implementado en MATLAB-Simulink un modelo de SFCL resistivo para una aplicación de limitación de corriente en una red de distribución de alterna, con el fin de validar los resultados con otros trabajos publicados. Una vez validados los modelos para su aplicación en AC, se han integrado dichos modelos en una red DC simple, basado en [3]. Los resultados han confirmado la validez de los modelos desarrollados para AC. Sin embargo, los parámetros de los modelos han tenido que ser modificados para adecuarlos a las características de esta red de continua.

Por último, se ha implementado e integrado el modelo del limitador en un enlace HVDC punto a punto, denominado DCS1, y en un enlace de 3 terminales, ambos propuestos por CIGRE [4]. La modelización y simulación se han realizado mediante el software PSCAD. Se ha verificado la operación del SFCL ante faltas polo a polo y polo a tierra, tanto en los extremos de la línea como en el punto medio del enlace. La Figura 5 muestra uno de los casos de estudio de la red DCS1, donde se comparan las corrientes de falta para una falta polo a polo en el lado de red. La Figura 6 indica las corrientes medidas durante una falta polo a tierra en el punto medio de una de las líneas.

Actualmente, se está trabajando en la parametrización e integración del modelo SFCL con un modelo de interruptor DC con características comerciales en las citadas redes implementadas mediante PSCAD.

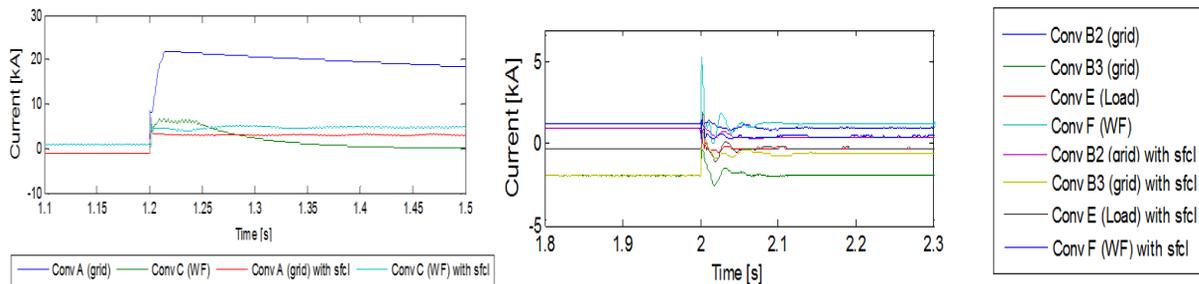


Figura 5. Intensidad de la corriente de falta sin/con SFCL en red DCS1 y Figura 6. Intensidad de la corriente de falta sin/con SFCL en red DCS3.

## CONCLUSIONES

Los resultados del presente proyecto tienen un impacto directo en el posicionamiento y adecuación de los productos de la industria cercana con respecto a la tecnología HVDC. Por un lado, el diseño de un nuevo sistema HVDC híbrido

con el componente del STATCOM para transmisión de energía continua, los controles de alto nivel de estaciones convertidoras VSC-HVDC para soporte de la red y la disponibilidad de un laboratorio HVDC para poder validar algoritmos de control específicos de esta tecnología de evacuación. Por otro lado, los elementos de medida para HVDC, tanto el transformador de medida de corriente óptico como el nuevo transformador de medida de tensión resistivo para medida en corriente continua. También se analiza la viabilidad del uso de materiales superconductores para el uso en interruptores de DC.

## AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha sido financiado por el Gobierno Vasco dentro del programa ELKARTEK (KK-2015/00091-HVDCLINK, KK-2016/00038-HVDCL-2 y KK-2017/00083 HVDCL3).

## REFERENCIAS

- [1] M. Mobarez, M. G. Kashani, G. Chavan, y S. Bhattacharya, «A novel control approach for protection of multi-terminal VSC based HVDC transmission system against DC faults», en *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2015, pp. 4208-4213.
- [2] J.-G. Lee, U. A. Khan, S.-W. Lim, W. Shin, I.-J. Seo, y B.-W. Lee, «Comparative study of superconducting fault current limiter both for LCC-HVDC and VSC-HVDC systems», *Phys. C Supercond. Its Appl.*, vol. 518, pp. 149-153, nov. 2015.
- [3] B. Chang, O. Cwikowski, X. Pei, M. Barnes, R. Shuttleworth, y A. C. Smith, «Impact of fault current limiter on VSC-HVDC DC protection», en *12th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2016)*, 2016, pp. 1-6.
- [4] T. Vrana, S. Denetiere, Y. Yang, J. A. Jardini, D. Jovcic, y H. Saad, «The Cigré B4 DC grid test system», *CIGRE Electra*, vol. 270, oct. 2013.

## REDES INTELIGENTES PARA ENTORNOS RURALES

**Ramón Gallart Fernández**, Responsable Redes Inteligentes e I+D+i, Estabanell y Pahisa Energía  
**Dr. Santiago Martínez Farrero**, Chief Executive Officer, Estabanell y Pahisa Energía

**Resumen:** Las empresas distribuidoras de electricidad, así como muchos tipos de multi-utilities en todo el mundo, están desplegando lo que se conoce como la Smart Grid (SG), ya sea por un mandato legal o porque la tecnología está lista y lo suficientemente madura para un despliegue de esta magnitud de modo que, actúan sobre la base de la expectativa de la valoración de nuevos modelos de negocio que puedan aportar beneficios futuros a las empresas involucradas en este desafío tecnológico. Una SG, es una red de electricidad que puede integrar de una manera rentable el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados en ella - generadores, consumidores y aquellos que hacen ambas cosas - para asegurar un sistema de energía económicamente eficiente y sostenible con bajas pérdidas, altos niveles de calidad, y seguridad. Este proyecto, ha pretendido realizar una definición clara de los términos involucrados, también ha pretendido aclarar lo que la sociedad puede esperar y los riesgos relacionados, terminando en una propuesta que permita evitar una nueva Digital Divide entre los ciudadanos que viven en áreas urbanas con más posibilidades de participar en una SG, respecto con los ciudadanos en las fronteras geográficas o completamente fuera de las regiones cubiertas por dicha tecnología, probablemente en las zonas rurales. Este proyecto emerge para afrontar esos retos y también, ayuda a responder a las diferentes cuestiones técnicas y operacionales en el caso particular de las redes rurales, aprovechando la convergencia entre la electricidad y las redes de telecomunicaciones. También examina la mejor forma para hacer la transición de la actual red de distribución rural a una nueva red eléctrica utilizando tecnologías de Smart Grid, sin perder de vista el nuevo negocio correspondiente conceptos asociados con esta transición o no ser respetuosos con el medio ambiente.

**Palabras clave:** Digital Divide, Smart Grid, Utilities, DSO, ICT, Rural, Power Electronics, Innovación Energética, Generación Distribuida, Gestión de la Demanda

### PROYECTO SMART RURAL GRID

Dado que las infraestructuras de las redes rurales de distribución requieren soluciones tecnologías de vanguardia y también, como consecuencia de la creciente penetración de la Generación Distribuida (GD), este proyecto contribuye a superar estas debilidades y así definir un nuevo paradigma eléctrico. Sin embargo, el flujo energético producido de forma local, debe ser controlado para el uso óptimo de los "créditos" de energía disponibles. La condición particular, conjuntamente con los límites de operación de las redes de distribución rurales, necesitan una nueva visión, la cual incluya la capacidad para ayudar a las tecnologías y así mejorar la explotación de la red.

### Introducción

El proyecto *Smart Rural Grid* (SRG) surge para hacer frente a estos desafíos y ayudar a responder a las diferentes explotaciones de la red para el caso particular de las redes rurales. En este sentido, el proyecto SRG explora y muestra cómo explotar la convergencia entre la electricidad y las redes de telecomunicaciones. Este trabajo tiene como objetivo señalar cómo las empresas distribuidoras de electricidad pueden operar más recursos, al mismo tiempo que pone de relieve la forma de interconectar a los *prosumers* de energía con el fin de permitir un flujo multi-direccional eléctrico. También examina la mejor manera de hacer la transición de la actual distribución de la red eléctrica rural a un nuevo marco eléctrico mediante el uso de tecnologías SG sin perder los conceptos comerciales asociados.

Por tanto, define una nueva arquitectura de un sistema para las redes rurales inteligentes. Se ha ejecutado en una parte de la red de distribución de Estabanell y Pahisa Energía (EyPESA) en Vallfogona del Ripollés, Cataluña, España. EyPESA, combina las funciones de distribuidor y comercializador. El consorcio está liderado por EyPESA y colabora con: (i) CITCEA que se dedica a la investigación, la innovación y la transferencia tecnológica a la industria en los ámbitos de la mecatrónica y enertrónica; ii) ZIV *Communications*, que es un fabricante español con una completa gama de sistemas de comunicaciones *Power Line Communications* (PLC), protección digital y equipos de control para redes eléctricas de alta y media tensión iii) Xarxa Oberta de Catalunya (XOC), que presta servicios de fibra óptica en Catalunya; (iv) KISTERS (Alemania), que ofrece soluciones tecnológicas líderes en software avanzado para el mercado de la energía; (v) SWRO, que distribuye electricidad, gas, agua y calefacción urbana en *Rosenheim*, Alemania; (vi) *Crompton Greaves Automation* (CGA), que es un proveedor irlandés líder de soluciones de control y automatización, servicios y productos para monitoreo y control de las redes de transporte y distribución en diversos sectores del mercado que lleva a cabo la

integración del sistema y, finalmente, (vii) SMARTIO, que es un grupo de empresas e instituciones académicas Noruego, que llevan a cabo la difusión del SRG.

Gracias a la experiencia del consorcio SRG, el proyecto ha desarrollado un conjunto de dispositivos y servicios encargados de gestionar la energía, para ayudar en la explotación del piloto de la red rural inteligente. Estas tecnologías de vanguardia pretenden aumentar la interoperabilidad, la resiliencia, la eficiencia de la red de distribución rural existente, mediante la utilización de nuevas tecnologías SG: i) *Intelligent Distribution Power Router* (IDPR); (ii) nueva tecnología PLC para una red de distribución rural; (iii) una sólida red de comunicaciones que permita la gestión entre recursos energéticos distribuidos y el IDPR; iv) un sistema de gestión de datos basado en series temporales que gestiona la micro-producción energética local así como el IDPR.

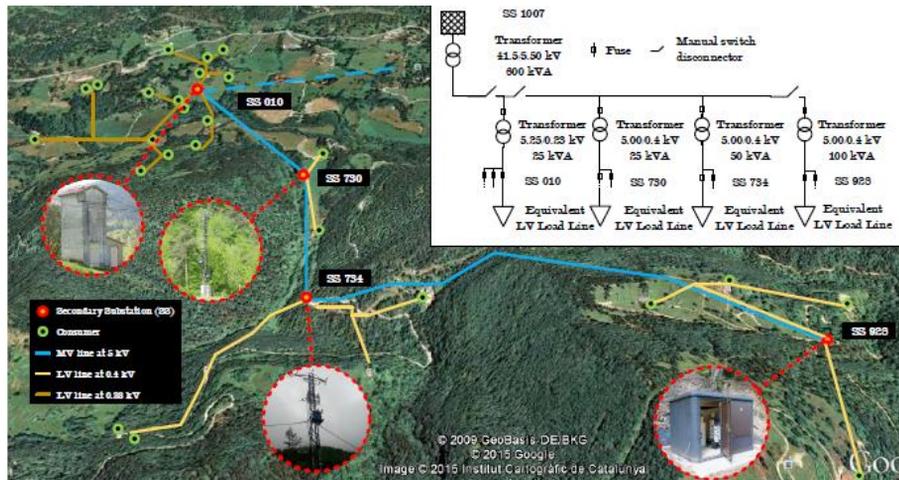


Figura 1. Red en la zona del piloto Smart Rural Grid.

## Descripción del proyecto

La red del SRG se centra en una red de distribución (RD) rural real con el potencial para mejorar la eficiencia, en particular en lo que se refiere a la continuidad del suministro. La RD en donde se ha hecho el proyecto, corresponde a la parte final de la red de distribución de 5 kV en una zona rural de la red EYPESA. EYPESA es un Distribuidor que opera en Cataluña (España) y dispone de más de 56.000 puntos de suministro conectados en su red a lo largo de sus 1.500 km de líneas. La principal particularidad de la red EYPESA es que alrededor del 50 % de la red se despliega en un entorno rural donde más de dos tercios de los clientes son del sector doméstico y de servicios.

Esta red corresponde a un área con baja densidad de población, con apenas 25 clientes distribuidos en cuatro centros de transformación (CT) Figura 1. Esta red se caracteriza por tener una infraestructura radial no automatizada, donde es necesario la acción humana para su operación mediante seccionadores manuales y fusibles. Además, la detección de fallos y el acceso, se complica por el hecho de que las líneas de media tensión de la red atraviesan valles y montañas, estando expuestos a condiciones climáticas adversas. En la parte superior derecha de la Figura 1, viene representado el esquema eléctrico de la red. Las redes de baja tensión (BT) suministran la energía eléctrica a los clientes dispersos por el área rural. Cada uno de ellos está equipado con un contador inteligente.

## Metodología

El mayor desafío del proyecto SRG ha sido el desarrollo de un IDPR. Este dispositivo está compuesto por un innovador sistema de conversión de energía basado en electrónica de potencia. El IDPR permite la integración de generación

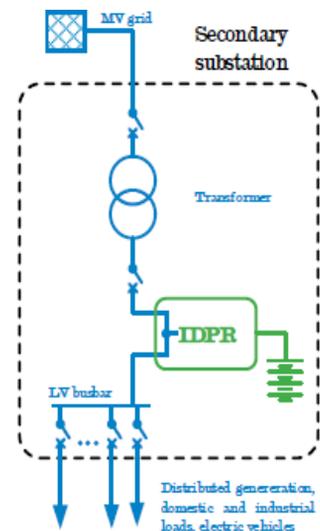


Figura 2. IDPR.

distribuida, fuentes renovables, cargas domésticas e industriales y vehículos en los sistemas de distribución. Además, favorece la integración de dispositivos de almacenamiento de energía y, por último, mejora la calidad de la energía y el soporte de red. El IDPR está diseñado para conectarse en paralelo con la red de baja tensión y también con un dispositivo de almacenamiento de energía (véase la Figura 2). En términos de rendimiento, la etapa de potencia implementa una topología extremadamente compacta sin transformador, con nuevos dispositivos semiconductores de carburo de silicio altamente eficientes y de gran potencia. Además, el sistema de control del IDPR se gestiona fácilmente mediante los puntos de ajuste del operador del sistema. Después de implementar la innovadora arquitectura de red y abordar la adopción de nuevas herramientas y tecnologías, la red del piloto se ha transformado, dando como resultado el esquema de Figura 3.

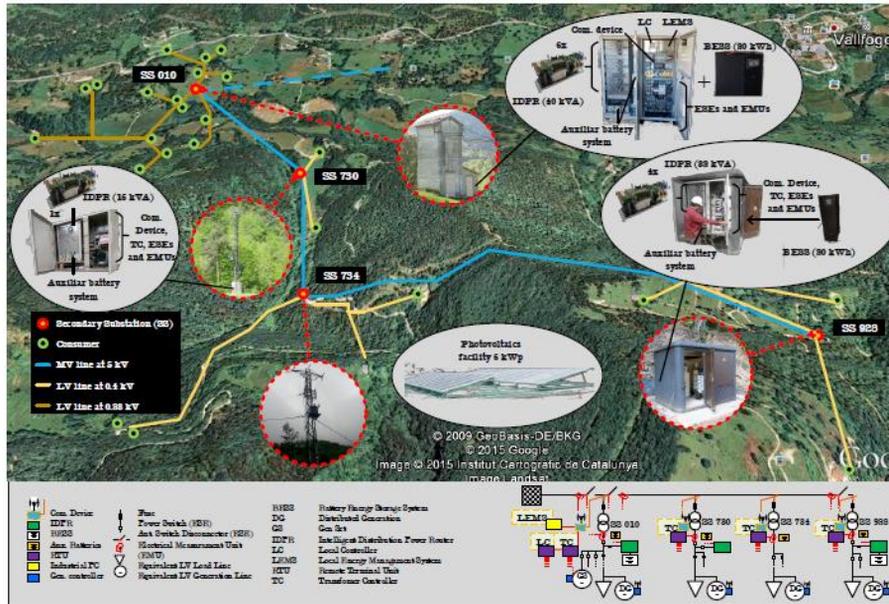


Figura 3. Arquitectura final de la red del piloto.

La presencia de generación renovable en redes eléctricas está ganando cada vez más importancia. El crecimiento de las GD mejorará la seguridad del suministro a los clientes y aumentará la eficiencia energética de la red. Por tanto, es necesario introducir nuevos dispositivos de protección para que sean capaces de aislar sólo una parte de la red eléctrica en caso de una eventualidad, dado que las redes rurales modernas requieren un cierto grado de flexibilidad para ofrecer nuevas configuraciones eléctricas y nuevos modos de explotación. Por ejemplo, deben permitir la operación aislada y la reconexión de algunas o de cualquier parte de la red cuando ocurren incidencias o se identifican segmentos de la red con congestión. Para ello, las líneas de baja tensión, deben ser administradas de manera independiente con el fin de energizar estas islas a través de los recursos de reserva de energía.

El proyecto SRG también explora la convergencia entre la electricidad y las redes de telecomunicaciones (RT) (Figura 4), con el objetivo de garantizar la integración y gestión de GD, los recursos de baterías y nuevos dispositivos de protección y control a través de las Remotas de Telecontrol (RTU). Esta infraestructura se compone de dos ambientes diferenciados: una RT local basada en la tecnología WiMAX y también con la tecnología PLC y otra RT de acceso basadas también en la tecnología WiMAX y con la tecnología de fibra óptica (FO), por lo que permite establecer la comunicación entre los CT y el centro de control (COX) d'EyPESA así como ofrecer banda ancha en las zonas rurales que no cubren los operadores de telecomunicaciones.

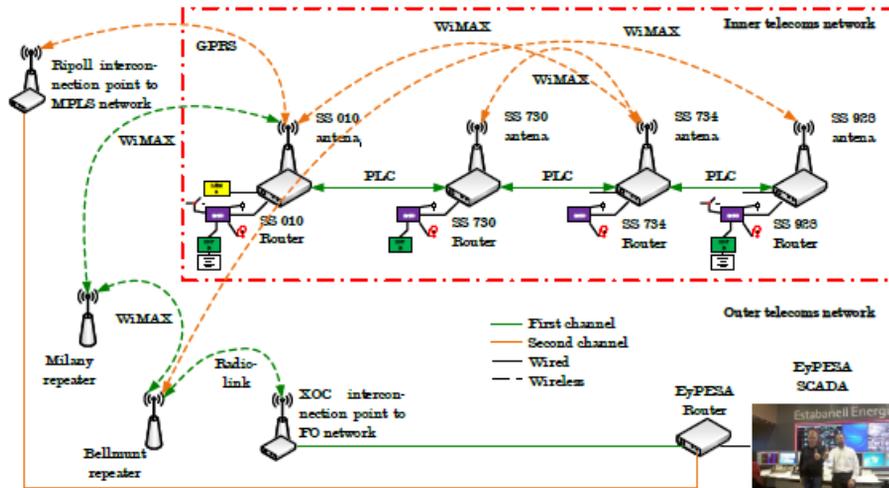


Figura 4. Infraestructura de telecomunicaciones.

Con el fin de gestionar eficazmente la red, se definen diversos agentes, los cuales interactúan entre sí mediante el intercambio de datos y comandos. Desde un enfoque ascendente, la jerarquía de gestión está configurada por los denominados *Transformer Controller* (TC), el *Local Controller* (LC), el Sistema de Gestión de Energía Local (LEMS), el SCADA y, finalmente, en la parte superior de la estructura, está el Sistema de Gestión Global de la Energía (GEMS). La jerarquía y las relaciones se representan en la Figura 5.

### Resultados y datos obtenidos

En este apartado, se describe el comportamiento del IDPR en la red de baja tensión. Desde el centro de control de EyPESA, se gestiona el IDPR, así como el conjunto de elementos que conforman el piloto.

Sin embargo, para comprobar los valores instantáneos de voltaje y corriente se ha utilizado un osciloscopio que registra datos con mejor calidad de modo que los datos obtenidos se han analizado con un software matemático (Matlab). Seguidamente, se muestran las situaciones en que, de forma real, el IDPR interactúa con la red del distribuidor en los casos: (i) IDPR equilibra las corrientes de las fases activas y compensa la potencia; (ii) el IDPR cancela corrientes armónicas; (iii) combina los casos (i) y (ii) y entrega a la red 12 kVAR. Las formas de onda de baja tensión se representan en el lado izquierdo de la Figura 6 y en el lado derecho se visualizan las corrientes. En cuanto al caso de voltaje, se puede observar que todas las formas de onda son sinusoidales y alrededor de 230 V fase-a-fase. Sin embargo, observando en detalle las tensiones de la Figura 6 (a) y Figura 6 (c) se observa una variación en la tensión de 2,5 V (considerando todas las fases). Este valor se puede utilizar para calcular el módulo de la impedancia de la red. En otro caso, sobre las formas de onda de la figura 6 (b), puede deducirse que cuando la función equilibrio está desactivada, la red rural presenta importantes desequilibrios. Por tanto, el IDPR contribuye a reducir las pérdidas asimétricas. Por otra parte, debe observarse que aunque en la Figura 6 (a) el IDPR está equilibrando las corrientes de la red, también es posible observar picos irregulares. Este es el efecto típico en las cargas de usuarios finales rurales.

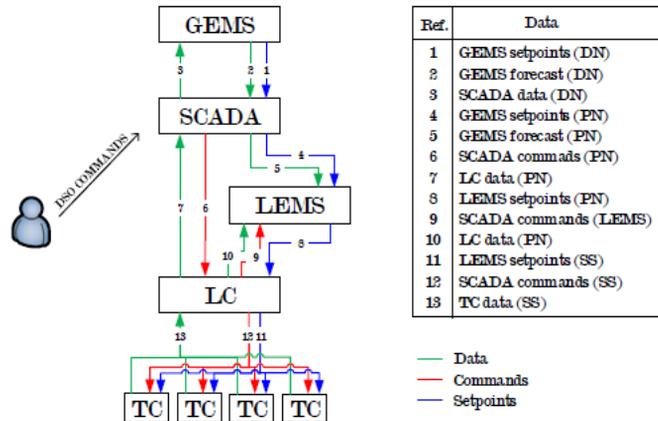


Figura 5. Jerarquía de la gestión.

Por último, con el fin de validar con los criterios comúnmente utilizados las capacidades y contribuciones del IDPR sobre la tensión y la Distorsión Armónica Total (THD), el Factor de Potencia (PF) y el grado de desequilibrio (DU) de las

corrientes se calculan contrastando los casos (i) y (ii). Después de la compensación de la corriente armónica los valores obtenidos son mejores alrededor del 1,5%. Sin embargo, el THD de corriente es y la compensación armónica actual tiene un significativo impacto en el valor del THD del voltaje.

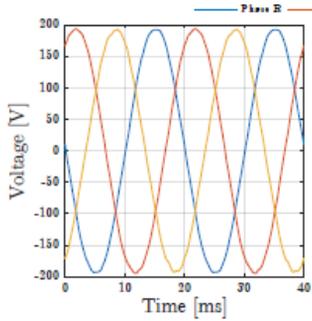


Figura 6. (a) Caso (i).

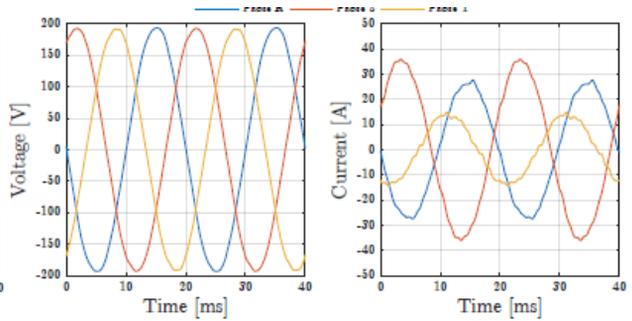


Figura 6. (b) Caso (ii).

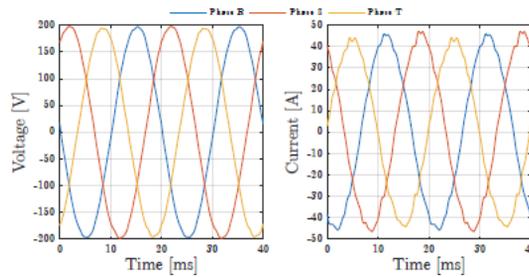


Figura 6. (c) Caso (i) y (ii).

La Tabla I recoge los valores de THD de tensión y corriente, la Tabla II muestra los valores del factor de potencia (PF) y finalmente la Tabla III recoge el DU inicial y final. Es notable como el IDPR permite equilibrar adecuadamente las corrientes de red.

	Phase R	Phase S	Phase T
<b>Initial Voltage</b>	1.66%	2.52%	2.09%
<b>Initial Current</b>	12.42%	17.09%	15.83%
<b>Final Voltage</b>	1.46%	1.50%	1.50%
<b>Final Current</b>	6.44%	6.54%	6.77%

Tabla I. THD Tensión y corriente.

	Phase R	Phase S	Phase T
<b>Initial</b>	0.9949	0.8380	0.6005
<b>Final</b>	0.9999	0.9982	0.9910

Tabla II. Factor de Potencia.

	Phase R	Phase S	Phase T
<b>Initial</b>	35.5%	46.3%	18.2%
<b>Final</b>	33.6%	34.0%	32.4%

Tabla III. Factor de desequilibrio.

Uno de los resultados sobre el correcto funcionamiento de la red en modo isla, se puede visualizar en la Figura 7, donde es posible observa la estabilidad de la micro-red conectando cargas al IDPR.

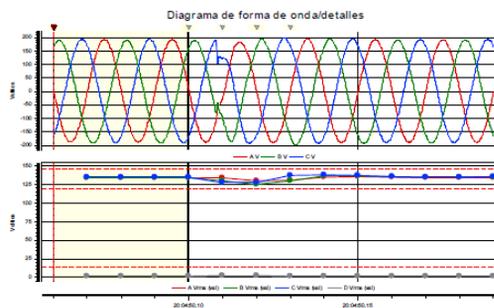


Figura 7. Formas de onda en modo isla.

## CONCLUSIONES

Este desarrollo tecnológico permite migrar hacia redes inteligentes desde las redes eléctricas existentes, por lo que tiene un importante impacto en la sociedad. En áreas rurales existe el riesgo de estar desconectado de la Red Inteligente y no tener la posibilidad de aprovechar los nuevos modelos de negocio que aporta la digitalización. Este fenómeno se le conoce como la División Digital. El proyecto *Smart Rural Grid* ha desarrollado herramientas especiales y la tecnología para superar estos desafíos tecnológicos y sociales. El IDPR, es un dispositivo versátil basado en electrónica de potencia, que permite a las redes rurales funcionar en modos operativos distintos sobre una red radial tradicional. Esto introduce nuevos grados de libertad en el funcionamiento de estas redes, como son el concepto *quasi-grid*, entendido como una infraestructura virtual que se genera con dicha tecnología ofreciendo la posibilidad de suministrar energía a los usuarios en caso de una incidencia en las cabeceras de la red, sin la necesidad de construir nuevas infraestructuras como podrían ser las líneas eléctricas de media tensión con el impacto medioambiental que implica. Además, gracias a la arquitectura basada en la inteligencia distribuida dispersa por la zona y mediante la propia red del distribuidor, es posible realizar diversas configuraciones de red. Dada su variabilidad y flexibilidad, ha permitido denominarse como una red dinámica de micro-redes, permitiendo a las distribuidoras eléctricas encontrar soluciones para evitar las consecuencias de apagones, desastres naturales, sobrecargas y, al mismo tiempo, mejorar la calidad de la energía, entre otros. Además, facilita nuevos modelos de negocio basados en un enfoque local. La solución basada en el IDPR debe integrarse en una red de telecomunicaciones, teniendo en cuenta las características especiales de estas zonas rurales, de modo que los desafíos del ancho de banda y las grandes distancias han sido superadas, así como su completa integración en un sistema de control SCADA para su explotación descentralizada.

## AGRADECIMIENTOS

El proyecto 619610 *Smart Rural Grid*, ha sido financiado con fondos de la Unión Europea dentro del séptimo programa marco FP-7 de ICT-2014.6.1 *Smart Energy Grids*.

## REFERENCIAS

- Estabanell Energia, Els orígens d'Estabanell Energia. 2016.
- F. Girbau-Llistuella, A. Sumper, R. Gallart-Fernandez, and V. Buehner, "Operation of rural distribution grids with intermittent generation in connected and island mode using the open source EMS solver SCIP," in *2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2015.
- Project Deliverables - Smart Rural Grid project, 2016. [Online]. Available: [http://smartruralgrid.eu/archive\\_category/project-deliverables/](http://smartruralgrid.eu/archive_category/project-deliverables/). [Accessed: 10-Apr-2016] F. Girbau-Llistuella, F. Díaz-González, A. Sumper, and R. Gallart-Fernández, Smart grid architecture for rural distribution networks: application to a Spanish Pilot Network.
- D. Heredero-Peris, C. Chillón-Anton, M. Pages-Gimenez, G. Gross, D. Montesinos-Miracle, and others, Implementation of grid-connected to/from off-grid transference for micro-grid inverters, in *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE*, 2013, pp. 840–845.
- J. G. Andrews, A. Ghosh, and R. Muhamed, *Fundamentals of WiMAX: understanding broadband wireless networking*. Pearson Education, 2007.

## SEGUNDA VIDA DE BATERÍAS Y POSIBLES APLICACIONES EN SMART GRIDS: FAROLAS SOLARES

**Laura Sanz Rubio**, Gerente, Albufera E-Power  
**Ana López Cudero**, Investigadora, Albufera Energy Storage  
**Paloma Rodríguez Soler**, Directora Técnica, Albufera Energy Storage  
**Joaquín Chacón Guadalix**, Director General, Albufera Energy Storage

**Resumen:** El desarrollo de nuevas tecnologías alimentadas por energías renovables es fundamental para lograr la total implantación en los próximos años de conceptos como “Smart Grids” y “Smart Cities”. Sin embargo, esto no será del todo posible si no se cuenta con sistemas de almacenamiento modulares, limpios y baratos que las acompañen. Es bien sabido que las baterías de Li-ion ofrecen unas prestaciones ideales para multitud de aplicaciones, pero su elevado precio limita su implantación a gran escala. Es por ello que Albufera propone la re-utilización de las baterías de Li-ion provenientes del sector del vehículo eléctrico, dotándolas de una segunda vida a fin de respuesta de forma sostenible y asequible a las necesidades de almacenamiento en aplicaciones fundamentales para el desarrollo de ciudades inteligentes como es el alumbrado público mediante farolas solares.

**Palabras clave:** Baterías, Segunda Vida, Li-ion, Farolas Solares, Iluminación, Smart Grid, Smart City, Alumbrado

### INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el desarrollo de las tecnologías de la energía, el transporte y las telecomunicaciones, unido a las preocupaciones medioambientales derivadas de los actuales modelos de generación y distribución de energía, pone de manifiesto la necesidad de desarrollar tecnologías de baterías más eficientes, asequibles y sostenibles para una amplia gama de aplicaciones en la industria. Actualmente, las baterías de iones de litio (Li-ion) son la opción más popular debido a su buen rendimiento y su alta densidad de energía, prestaciones ideales para multitud de aplicaciones, entre las cuales cabe destacar la mayoría de las aplicaciones portátiles y los vehículos eléctricos (VE).

No obstante, nos encontramos con dos fenómenos asociados al uso de las baterías de Li-ion como tecnología de almacenamiento energético:

- Por un lado, el alto coste de esta tecnología sigue siendo un inconveniente para permitir una profunda penetración en el mercado y limita su implantación a gran escala en otras aplicaciones asociadas al almacenamiento energético estacionario. La rentabilidad de la tecnología es baja en comparación con otras tecnologías de almacenamiento de energía (plomo-ácido, NiMH, metal-aire). Las baterías de Li-ion requieren altos costes adicionales, de hasta un 60% del coste total del sistema, debido a la necesidad de incluir sistemas de monitorización y control basados en protecciones eléctricas/electrónicas, lo que aumenta sustancialmente la inversión inicial. Esta debilidad económica está limitando su penetración en el mercado, así como el desarrollo de un sector tan prometedor como el del VE (“car sharing”, transporte, uso privado) que está siendo mucho más lento que lo inicialmente previsto.
- Por otro lado, si se cumplen las expectativas, una masiva implantación en el campo de la movilidad eléctrica va a generar, en los próximos años, una gran cantidad de baterías usadas que no son aptas para VE pero que aún constan de características que las hacen aprovechables en otras aplicaciones de menor demanda.

### Segunda vida de baterías

#### **Problemática**

De acuerdo con el estudio realizado por Bloomberg New Energy Finance, se espera que 41,58 millones de euros en VEs se pongan en el mercado en 2040, de los cuales se calcula que un 60% de ellos incorporarán baterías de Li-ion. Esto representará aproximadamente una cantidad de 12,22 millones de toneladas de baterías que necesitan ser recicladas y por tanto, es necesario resolver los cuellos de botella tecnológicos que aparecen al final de la vida (EoL) de las baterías para crear un ecosistema de negocio favorable para los fabricantes del VE.

Después de su uso en el sector del VE, las baterías de Li-ion todavía contienen altas capacidades energéticas disponibles (70-80%). Sin embargo, deben ser sustituidas en los VE debido a la necesidad de cumplir con las normas y regulaciones RIP/WIP requeridas por el sector automovilístico (garantía de autonomía). A pesar de que las baterías todavía cuentan

con amplias capacidades de almacenamiento para un segundo uso, se desechan y no se están reintroduciendo en otros mercados potenciales menos exigentes (motos, bicis, etc).

Actualmente, se calcula únicamente en torno a un 20% de las baterías se reciclan. Es decir, que para la fabricación y montaje de nuevas baterías es necesario el uso de materias primas que deben ser extraídas, tratadas y fabricadas, procesos que en muchos casos general una alta contaminación, así como un importante impacto en términos de huella de carbono, por no mencionar que las reservas de Li son limitadas, por lo que el uso masivo puede derivar en el agotamiento de las materias primas en el futuro.

Por todo ello, es necesario generar nuevos modelos de negocio rentables y sostenibles enfocados, no sólo a mejorar el comportamiento de las baterías durante su primera vida, sino también a reintroducir estas tecnologías en otros mercados como VEs pequeños (carritos de golf, Vehículos, VHE (Taxi), bicicletas eléctricas de motocicletas o eléctricas) o aplicaciones estacionarias de almacenamiento asociados a las Smart Grids (autoconsumo en el hogar, almacenamiento de energía renovable, etc.).

#### ***Vida útil y segunda vida de las baterías***

Como ya se ha comentado, una batería de VE alcanza el final de su vida útil (EoL), y se recomienda la sustitución, cuando su capacidad restante es inferior al 80% de su capacidad inicial. Una vez alcanzado este punto, todavía queda suficiente energía para soportar aplicaciones menos exigentes, como el almacenamiento estacionario para la integración de energías renovables. Además, la reutilización de la batería permite posponer los procesos de reciclaje y evitar la extracción de nuevos materiales, los cuales entrañan altos costes y la generación de CO<sub>2</sub>.

Reutilizar las baterías de Li-ion para una segunda aplicación aumentaría su vida útil total, lo que retrasaría los procesos de reciclado y fabricación, minimizando efectivamente el impacto ambiental y reduciría los costes de fabricación de las baterías, asegurando una máxima explotación de las materias primas y garantizando su máximo aprovechamiento a la vez que se reduciría la polución asociada a su manufactura.

Uno de los retos a los que nos enfrentamos es, por tanto, el de desarrollar un modelo de **economía circular** en torno a tecnologías avanzadas de baterías como Li-ion, con el objetivo de ampliar su ciclo de vida y asegurar la máxima explotación de los recursos en todas las etapas, reduciendo costes e impacto ambiental, con el fin de incrementar la rentabilidad y sostenibilidad de estas tecnologías, lo que favorecerá su implantación en el ámbito de las Smart Grids. Este modelo de economía circular lleva además asociadas nuevas oportunidades de negocio del que se pueden beneficiar tanto los grandes actores del sector, como las PYMES.

En este sentido Albufera, empresa pionera en el desarrollo de nuevas soluciones de almacenamiento energético, propone la re-utilización de las baterías de Li-ion provenientes del sector del vehículo eléctrico, dotándolas de una segunda vida a fin de respuesta de forma sostenible y asequible a las necesidades de almacenamiento en aplicaciones que requieren de menores potencias y capacidades pero que son, no obstante, fundamentales para el desarrollo de ciudades inteligentes. Una de las potenciales aplicaciones es el alumbrado público mediante farolas solares.

#### ***Aplicaciones: farolas solares***

Tradicionalmente, las farolas destinadas a la iluminación pública han utilizado lámparas de vapor de sodio o de mercurio, pero su baja eficiencia y las nuevas normativas (RD 1890/2008) hacen que progresivamente este tipo de tecnología vaya desapareciendo de nuestras calles.

Es por ello que, desde hace un par de años, numerosos municipios españoles apuestan cada vez más por renovar su iluminación urbana instalando luminarias con tecnología LED con el fin de conseguir un mayor ahorro energético, además de ofrecer una luz de mayor calidad, reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, así como los costes de alumbrado de la localidad.

La tecnología LED requiere de una menor energía para proporcionar la misma iluminación (lúmenes por Watio) y disipa menos energía en forma de calor, lo que, junto con una vida útil muy superior a la de las tecnologías tradicionales, justifica el incremento de inversión inicial. En términos globales, la iluminación LED supuso únicamente el 9% del mercado en 2011, pero se prevé un incremento hasta el 69% en el año 2020.



Figura 1. Izquierda: Dos tipos de alumbrado público. Fuente Wikipedia (CC). Derecha: Iluminación LED. Fuente Pixabay (CC).

En la actualidad, existen distintas soluciones orientadas a la disminución del gasto asociado a la iluminación viaria, y numerosas empresas comercializan ya farolas con tecnología LED. Un paso más allá de la mejora de la eficiencia mediante el uso de la tecnología LED es la alimentación de la luminaria mediante energía solar o incluso eólica (UPC, 2015) para su alimentación aislada o en microrred. Las más extendidas son las que incluyen el acoplamiento de las farolas LED con una placa fotovoltaica (FV) lo que se conoce como “farola solar” y ya existen numerosos modelos en el mercado.

Cualquiera de estas soluciones alternativas, requiere de un sistema de almacenamiento intermedio, esto es: una batería, en el diseño. Ya sea local (en cada luminaria) o a nivel de red de luminarias controlado e integrado en la Smart Grid.

Durante el día, la energía recolectada por la placa fotovoltaica es almacenada en la batería (ciclo de carga de la batería). Durante la noche, la batería alimenta la luminaria (ciclo de descarga). Actualmente, la tecnología utilizada en la mayoría de los casos es Pb-ácido, por ser la más barata, aunque los modelos más recientes utilizan tecnología de Li-ion (LiPO4). El uso de baterías de iones de litio de segunda vida en aplicaciones como la iluminación de las Smart Cities proporcionará un rendimiento superior en términos de capacidad a aproximadamente un tercio menos del coste que las baterías de plomo-ácido, su principal competidor en el mercado, a la vez que garantiza la plena explotación de los materiales y recursos y minimiza la huella ambiental, cerrando el círculo.

## SOLUCIÓN PROPUESTA

La solución propuesta en el campo de la iluminación consiste en la alimentación de las farolas mediante las propias baterías, conectadas en una micro red y por tanto, en consonancia con los requerimientos de las Smart Grids. Estas baterías, serían recargadas por el día mediante una placa fotovoltaica, y descargadas por la noche para proporcionar la iluminación necesaria (ver figura 2).

Las luminarias de las farolas requieren de unos valores bajos de potencia de en torno 35-40 W, que son fácilmente cubiertos por las baterías de segunda vida.

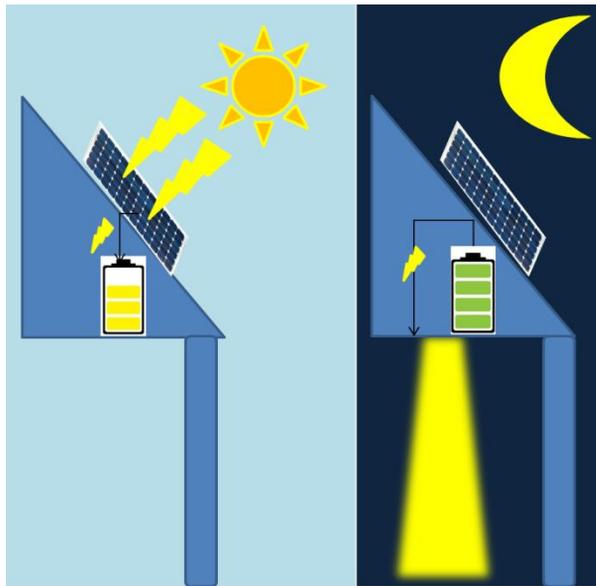


Figura 2. Esquema de funcionamiento de una farola solar.

### **Integración en las Smart Cities**

La iluminación viaria es un servicio básico de cualquier ciudad actual, y su integración en el ámbito de las Smart Cities requiere de mecanismos de control remoto. Cada punto de luz (farola) puede contar con una o más luminarias alimentadas desde la misma batería. Los puntos de luz se conectan a las salidas de un centro de mando, integrado y conectado a la Smart Grid. Los encendidos se efectúan localmente mediante célula fotoeléctrica, programación por reloj astronómico o remotamente por sistemas de telecontrol basados en líneas RTB, radiofrecuencia o GSM.

En la actualidad ya hay ciudades que están instalando luminarias que incluyen servicios wifi, videocámara y audio, e incluye un sistema de telegestión. Un ejemplo es la ciudad madrileña de San Sebastián de los Reyes. El desarrollo del Internet de las cosas (IoT) aplicado a este campo permite el seguimiento en tiempo real de cada farola y luminaria telegestionada punto a punto y con un perfil horario programado CUS DIM para diferentes intervalos horarios y optimizar así el consumo a lo largo de la noche.

### **Análisis estimado de costes**

Tradicionalmente, para el almacenamiento de la energía proporcionada por los paneles solares durante el día se utilizan baterías de plomo-ácido, dada la madurez de esta tecnología y su amplia disponibilidad a nivel de mercado. Sin embargo, estas baterías presentan ciertos inconvenientes en cuanto al rango de temperaturas de trabajo que, en aplicaciones de farolas solares, pueden llegar a valores altos en ciertas localizaciones.

El aumento de temperatura durante la carga de la batería a lo largo del día se traduce en un aumento de la velocidad de autodescarga de la misma, lo cual reduce en gran medida su ciclo de vida en el caso de las baterías de plomo-ácido. Por el contrario, las baterías de segunda vida de Li-ión pueden trabajar en unos rangos de temperatura más amplios y presentan velocidades de autodescarga prácticamente despreciables, tal como se puede observar en la tabla I.

Como se ha venido diciendo, la reutilización de las baterías de Li-ion procedentes del sector del vehículo eléctrico para una aplicación como la propuesta en farolas solares, tiene múltiples ventajas, una de ellas es la extensión de su vida útil, con la consiguiente disminución del impacto medioambiental asociado. Otra, y no menos importante, es el coste. Las baterías de segunda vida de Li-ión presentan precios más competitivos y su mayor duración reduce en gran medida los valores de LCOS, convirtiéndolas en una solución más que viable económicamente para su aplicación en farolas solares.

Tecnología	Pb-Ácido	Li-ion 1ª vida	Li-ion 2ª vida
Energía	1,8 kWh	1,8 kWh	1,8 kWh
Velocidad de autodescarga (%/mes)	20%	1%	1%
Ciclos	500-800	1500	1500
Ciclo de vida	2 años	10 años	10 años
Temperatura	< 50°C	<100°C	<100°C
Coste	350 €/kWh	600 €/kWh	200 €/kWh

Tabla I. Comparativa de las ventajas competitivas de las baterías de Li-ión de segunda vida frente a la tecnología plomo-ácido.

En la tabla I se presentan una comparativa de costes entre baterías de Pb-ácido (las más utilizadas en la actualidad) Li-ion procedente de materias primas, y Li-ion de segunda vida, para una farola estándar con tensión de salida de 12 V y una capacidad estimada de 150 Ah. Teniendo en que cada batería de VE cuenta con unos 30kWh, y que son retiradas con un 80% de capacidad, obtenemos que con una batería de segunda vida se podrían llegar a alimentar más de 13 farolas.

Como también se puede observar en la tabla I, el ahorro en el precio de la batería si utilizamos una de segunda vida sería de un 43%, respecto de la de plomo y de un 67% comparado con una batería nueva.

### Caso práctico

En una ciudad como Madrid hay unas 250.000 farolas, con un gasto estimado de 90000 € al día lo que supone un gasto anual por farola de unos 130€. Hoy en día el coste de una farola solar, incluyendo todos sus componentes se encuentra en la horquilla de los 1500-3000€. Haciendo cálculos simples, una farola solar estaría amortizada en la horquilla de 12-22 años, eso sin tener en cuenta el impacto del incremento de los precios de la energía eléctrica, que de seguir la tendencia de los últimos años (en el último año el precio de la electricidad se ha encarecido en un 29%), hará que el tiempo de amortización sea claramente inferior. Utilizando baterías de segunda vida, los tiempos de amortización para los ayuntamientos podrían verse reducidos a escasos 5 años.

## CONCLUSIONES

De cara a una implantación real de los sistemas de generación distribuida y eficiencia energética en el campo de las Smart Cities hay que apostar por soluciones de almacenamiento novedosas, incluyendo la reutilización y extensión de la vida útil de tecnologías existentes a fin de, no sólo disminuir costes, sino impactos medioambientales y problemas asociados a la producción de baterías de primera vida que van a ser necesarias en grandes cantidades en un futuro próximo. Como se ha analizado en el presente artículo, la reutilización de baterías de Li-ion procedentes del vehículo eléctrico en aplicaciones menos demandantes como son las farolas solares, es una buena alternativa en esta dirección.

## AGRADECIMIENTOS

Agradecemos los datos y colaboración proporcionada en el ámbito del presente proyecto a EKIONA Iluminación Solar S.L.

## REFERENCIAS

- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (19-11-2008). Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones técnicas complementarias EA-01 a EA-07. BOE nº 279/2008. Consultado el 3 de julio de 2009.
- <http://www.upc.edu/saladeprensa/al-dia/mes-noticias/la-upc-y-eolgreen-disenan-el-primer-sistema-de-alumbrado-publico-con-energia-solar-y-eolica> (19septiembre 2017)
- <https://www.esmartcity.es/2017/07/28/evolucion-alumbrado-publico-conectado-sistema-gestion-smart-cities> (28/ julio 2017).

# ALGORITMOS AVANZADOS PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA DE PROSUMERS AGREGADOS

**Juan Aguilar Guisado**, Ingeniero I+D, Fundación Ayesa  
**Alicia Arce**, Responsable del laboratorio de sistemas de control, Fundación Ayesa  
**Ricardo Galan de Vega**, Director, Fundación Ayesa

**Resumen:** Este trabajo presenta los diferentes algoritmos que Fundación Ayesa ha desarrollado para la toma de decisión en la comercialización de energía en redes inteligentes de prosumers agregados, incluyendo la operación de electrodomésticos inteligentes. En concreto, estos algoritmos están particularizados para prosumers domésticos que presentan diferentes topologías de red que combinan sistemas de generación y almacenamiento local. El objetivo de estos algoritmos es obtener el mayor beneficio económico para el sistema agregado de prosumers, considerando distintos modelos de negocio y distintos tipos mercados de energía. La funcionalidad avanzada para la gestión de electrodomésticos inteligentes permite planificar su operación y compensar las incertidumbres y desviaciones intrínsecas de las energías renovables y la gestión del consumo.

**Palabras clave:** Generación, Renovables, Almacenamiento, Distribuido, Previsión, Algoritmo, Optimización, MPC

## INTRODUCCIÓN

El uso de las energías renovables sigue marcando récords de crecimiento año tras año debido a las ventajas que presentan frente al resto de sistemas de generación energética sobre todo en el campo del impacto medioambiental de las emisiones.

No obstante, los sistemas de generación renovables aún presentan una serie de problemas transversales que dificultan su despliegue masivo en las redes eléctricas. Uno de los problemas principales es la incertidumbre asociada a la predicción de la generación eléctrica con exactitud. Este problema está siendo ampliamente abordado en la literatura con la integración de almacenamiento energético, como por ejemplo, con baterías o pilas de combustible. La integración de almacenamiento encarece aún más el coste de los sistemas de energía renovable que requieren de estudios de modelos de negocio innovadores para su comercialización. Además, la hibridación con almacenamiento requiere de herramientas avanzadas que permitan su correcta gestión e integración en los mercados eléctricos.

Por otro lado, la reciente evolución de la red eléctrica está permitiendo que los actuales consumidores puedan generar electricidad mediante la integración de fuentes de energía renovable con precios accesibles, como son los paneles fotovoltaicos, y transformarse de esta manera en lo que se conoce con el término de 'prosumers' (consumidores que pueden generar energía). Estos prosumers actualmente no pueden participar en mercados eléctricos sin poder beneficiarse de la comercialización de su excedente de energía tanto por la dificultad técnica a nivel local como a la incapacidad de las redes eléctricas de su gestión.

Otro factor que juega un papel importante en la integración de las energías renovables y en la gestión de los prosumers distribuidos es el control del consumo, mediante las herramientas de respuesta de demanda. Estas técnicas consisten en controlar la programación de electrodomésticos inteligentes o cargas regulables como recurso para regular la red.

Por tanto, este trabajo se centra en presentar los algoritmos matemáticos que han sido desarrollados por Fundación Ayesa para negociar en mercados eléctricos del día siguiente (mercado diario) la generación distribuida de prosumers que tienen instaladas fuentes de generación de energías renovables, almacenamiento e electrodomésticos inteligentes. La participación en el mercado eléctrico diario permitirá a los prosumers recibir ingresos mediante la comercialización de su energía excedente. El agregador que gestiona todos los prosumers permitirá que haya intercambio p2p de energía y de esta manera, beneficiar a los prosumer que se encuentran en la red agregada.

Este artículo se organiza de la siguiente forma: la primera sección describirá el modelado del sistema y la formulación del problema de optimización; la segunda sección se centra en la integración de las herramientas y por último se presentan brevemente los resultados y trabajos futuros.

## DESCRIPCIÓN

### Modelo del sistema

El sistema en estudio en este trabajo consiste en una agregación de varios prosumers también llamados nodos de energía en terminología más general. Cada prosumer consta de una fuente de energía renovable, un sistema de almacenamiento, un conjunto de cargas regulables y unas curvas de carga no regulable. Estos prosumers están conectados a la red eléctrica y tienen la capacidad de poder inyectar energía excedente. De esta manera, la potencia de cada prosumer se modela como:

$$P_{nodo,i}(k) = P_{freno,i}(k) + P_{alma,i}(k) - P_{carga,i}(k) - \sum_{j=0}^{n_i} P_{cargareg,i,j}(k), k=1, \dots, 24$$

donde  $P_{nodo,i}(k)$  es la potencia total del prosumer  $i$  en la hora  $k$ ,  $P_{freno,i}(k)$  es la potencia generada por la fuente de energía renovable instalada en el prosumer  $i$  en la hora  $k$ ,  $P_{alma,i}(k)$  es la potencia correspondiente al almacenamiento instalado en el prosumer  $i$  en la hora  $k$ ,  $P_{carga,i}$  es la potencia consumida por las cargas no regulables del prosumer  $i$  en la carga  $k$ ,  $P_{cargareg,i,j}$  es la potencia consumida por el electrodoméstico  $j$  instalado en el prosumer  $i$  durante la hora  $k$  y  $n_i$  es el número de cargas regulables instaladas en el nodo  $i$

Los almacenamientos instalados en los prosumers se han considerado baterías por lo que la potencia de los almacenamientos representados por  $P_{alma,i}$  es positiva cuando las baterías están descargando y negativa cuando las baterías están cargando. La potencia de las baterías tendrá que tener en cuenta que la eficiencia de carga y descarga es distinta y esto dará una relación no lineal.

Por otro lado, el modelo incluye las restricciones horarias del uso de los electrodomésticos inteligentes para mantener los índices de confort previamente parametrizados por cada prosumer y además también se modelan los distintos electrodomésticos con su duración y consumo horario.

Por último, el modelo tiene en cuenta la agregación del sistema quedando la potencia total de la agregación como:

$$P_{agrega}(k) = \sum_{i=1}^m P_{nodo,i}, k=1, \dots, 24$$

donde  $m$  es el número de prosumers agregados y  $P_{agrega}(k)$  es la potencia total de la red agregada en la hora  $k$ .

### Formulación del problema de optimización

Una vez modelado el sistema agregado de prosumers, se debe plantear la optimización matemática que debe resolver el algoritmo. Nuestra formulación se basa en las formulaciones predictivas (Camacho E. y Bordons C.). Dichas formulaciones permiten optimizar la inyección o consumo de la red agregada en un horizonte temporal denominado horizonte de predicción. Otra de las virtudes de este tipo de formulación es el tratamiento matemático de restricciones físicas del sistema, asegurando de esta forma que el sistema siempre va a trabajar dentro de los límites establecidos por los equipos.

De esta manera, el problema de optimización que planteamos en este trabajo tiene como objeto maximizar los beneficios obtenidos por la red agregada cuando se comercializa la energía en los mercados del día siguiente. Así, el resultado serán las curvas de generación y consumo óptimas para toda la red agregada que minimizan los costes de operación y por tanto maximizan los beneficios. Estos algoritmos son integrados en una herramienta de ayuda a la toma de decisión que proporciona al operador los cálculos de las curvas óptimas para que éste negocie con el mercado diario.

Por otro lado, el problema de optimización debe reflejar las características del mercado diario que consisten en la comercialización de energía para las 24 horas siguientes. Así, el horizonte de predicción será 24 horas. Además, esto implica que el algoritmo debe ser alimentado con las predicciones de generación de las fuentes de energía renovable de cada prosumer para el día siguiente, predicciones de demanda de los prosumers para el día siguiente y predicciones de los precios de la energía del día siguiente. La calidad de los resultados obtenidos dependerá de la exactitud de las predicciones. La herramienta de toma de decisión deberá incluir métodos de predicción para poder integrarse con los algoritmos de optimización.

El problema de optimización está sujeto al modelo del sistema que se ha expuesto en el apartado anterior e incluye las restricciones físicas de los dispositivos de cada prosumer como son: generación máxima, potencia máxima de

consumo y conexión a red, potencia máxima de carga y descarga de las baterías, estados de carga máximo y mínimo de cada uno de los almacenamientos y los índices de confort de cada una de las cargas regulables.

En este trabajo, se han considerado dos estrategias de optimización distintas donde se diferencia entre un agregador comercializador-generador y un agregador únicamente generador. El algoritmo que considera el agregador comercializador-generador proporcionará las curvas óptimas de generación y consumo de toda la red considerando precios internos de intercambio de energía entre prosumers dentro de la misma red del agregador. El algoritmo que implementa la estrategia de optimización para un agregador únicamente generador obtendrá las curvas óptimas para la venta del excedente generado por los prosumers en el mercado diario. En ambas estrategias el algoritmo proporcionará la programación óptima de los electrodomésticos inteligentes (cargas regulables) para el día siguiente.

El siguiente esquema representa la diferencia entre los dos tipos de agregadores:

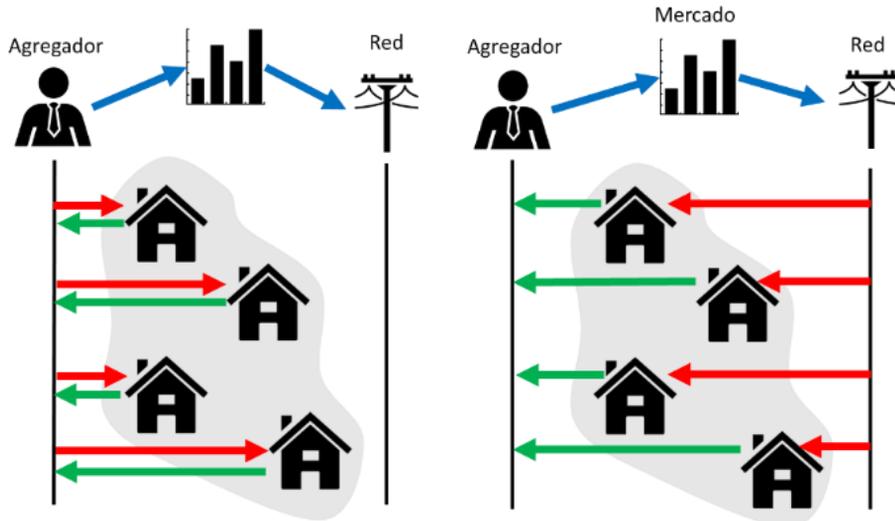


Figura 1. Tipos de agregadores: izquierda agregador comercializador-generador y a la derecha agregador generador.

En ambos casos, el problema de optimización se formula de forma generalizada como:

$$\max \sum_{i=1}^{24} Beneficio(k)$$

Sujeto al modelo del sistema y a las restricciones anteriormente expuestas. Este problema de optimización es no lineal ya que las potencias de las baterías tienen eficiencias distintas para los dos tipos de modos: carga y descarga y además la potencia comercializada con el mercado tiene precios distintos cuando se consume o se inyecta. De esta manera, el problema se ha linealizado utilizando variables lógicas y finalmente resuelto utilizando *solvers* milp.

## INTEGRACIÓN EN LA HERRAMIENTA DE OPERACIÓN

Estos algoritmos han sido programados de manera que pueden ser fácilmente integrables con las herramientas de monitorización y operación de los agregadores. De esta manera, los algoritmos están desplegados en la nube y es un módulo completamente independiente del resto del sistema. La base de datos se ha diseñado para que pueda ser fácilmente integrables. En la siguiente figura, se muestra los complementos necesarios para la integración de dichos algoritmos en las plataformas de los operadores:

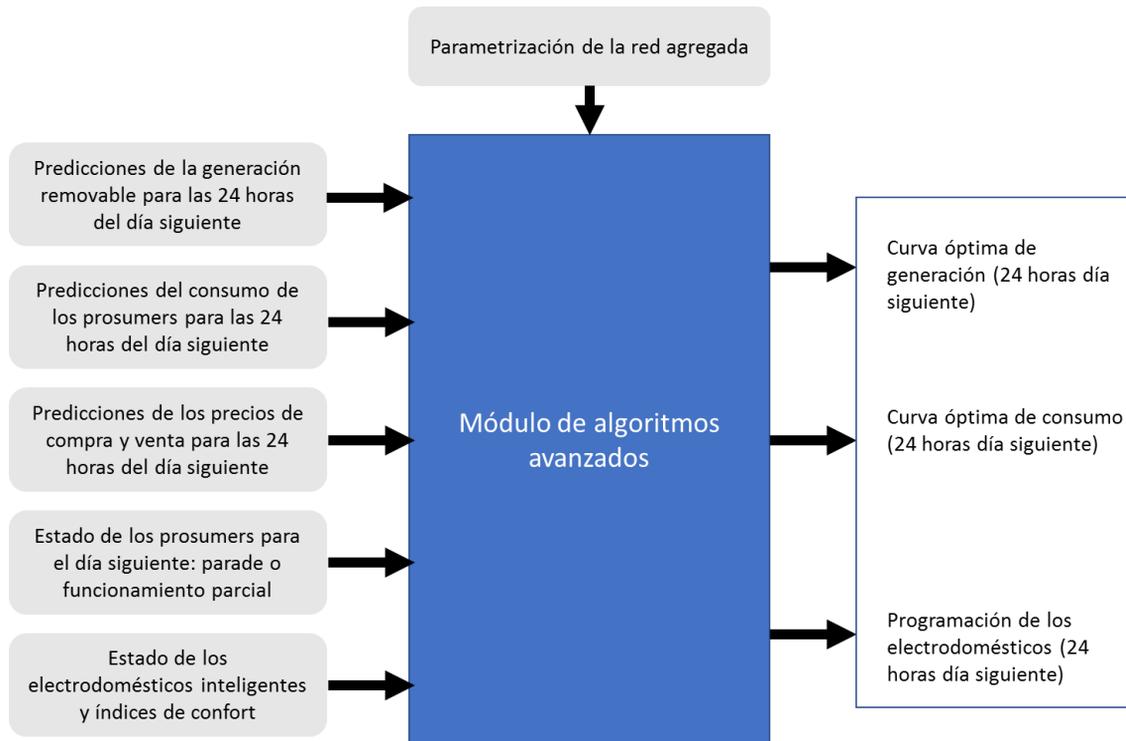


Figura 2. Esquema de integración del módulo de algoritmos.

Las entradas a este módulo para su correcto funcionamiento son:

- Predicciones de la generación de las fuentes renovables para las 24 horas del día siguiente.
- Predicciones del consumo para los diferentes prosumers para las 24 horas del día siguiente.
- Predicciones de los precios de compra y venta de energía de los diferentes mercados eléctricos y los diferentes contratos de prosumers. En el caso del agregador comercializador-generador también los precios del intercambio p2p y los precios de venta de la energía del propio agregador.
- Estado de los prosumers para las 24 horas del día siguiente. Si los prosumers estarán en mantenimiento o en funcionamiento parcial y las horas de parada.
- Estado de los electrodomésticos inteligentes para las 24 horas del día siguiente. Si van a programarse o no. Los índices de confort incluyendo restricciones horarias.
- Parametrización: el operador será capaz de dar de alta en el módulo los diferentes prosumers con sus características determinadas: potencia de las fuentes de energía renovable, capacidad de almacenamiento, límites de almacenamiento, capacidad de inyección, número de cargas regulables, tipos, tiempos de funcionamiento y consumos medios.

Las salidas que proporcionará los algoritmos serán las curvas óptimas de generación y consumo compuestas por las 24 horas del día siguiente, la programación óptima de los electrodomésticos inteligentes.

## RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Estos algoritmos se han particularizado para el caso del proyecto Netfficient del programa de investigación europeo H2020. En concreto, el agregador que se ha simulado está compuesto por 40 casas unifamiliares y 5 edificios con paneles solares y baterías de litio. Las pruebas se han realizado a partir de un banco de datos de generaciones, consumos y precios a lo largo de todo un año. Las simulaciones de los algoritmos arrojan resultados alentadores y más que satisfactorios.

El comportamiento de la red permite un ahorro sustancial dependiendo de dos factores de los que depende muy directamente de la exactitud de las estimaciones y del tipo de prosumers y capacidad de almacenamiento de cada uno de ellos.

Por último, como trabajos futuros actualmente se está estudiando la aplicación de dichos algoritmos para el diseño óptimo de las redes agregadas dado los resultados obtenidos en las simulaciones.

## RECONOCIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por la Unión Europea a través del proyecto de investigación Netfficient perteneciente al programa de investigación H2020 (Grant agreement nº 646463).

## REFERENCIAS

- <http://www.amprion.net/ausgleichsenergiepreis>
- Camacho E. & Bordons C., (2007) Model predictive control
- Del Real A., Arce A. y Bordons C. Combined environmental and economic dispatch of smart grids using distributed model predictive control. International Journal of Electrical Power 54, 65-76. 2014.
- <http://www.lavanguardia.com/natural/20170330/421312784724/balance-irena-energia-renovable-2016.html>

# MODELO ESTOCÁSTICO MULTITETAPA PARA LA SELECCIÓN DEL MIX ÓPTIMO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CRÍTICOS

**Leónidas Sayas**, Gerente de Supervisión de Electricidad, OSINERGMIN  
**Rubén Félix**, Especialista, RELP2010 SAC

**Resumen:** La presente comunicación desarrolla un modelo matemático de optimización dinámica que permite obtener el mix óptimo de centrales de generación con recursos energéticos renovables (RER) necesarios para dotar de confiabilidad a sistemas eléctricos críticos, soportando de esta forma uno de los pilares de las Smart Grids: la continuidad del suministro y la reducción de los tiempos de interrupción. Este modelo toma como entrada el potencial energético de recursos hídricos, eólicos y solares disponibles e inyectables en la zona, los costos de inversión de estas centrales y de su infraestructura eléctrica relacionada; así como las características de la red de transmisión y centrales convencionales existentes. La simulación es realizada para las 8760 horas de un año típico dentro del cual se considera estados de falla (fuera de servicio) para las líneas de transmisión, barras y centrales existentes. Dentro de su enfoque estocástico se contempla un análisis de sensibilidad de los costos. Los resultados en un caso de aplicación real muestran mejoras de aproximadamente 90% en los índices SAIFI y SAIDI de calidad del servicio eléctrico en el sistema.

**Palabras clave:** Evaluación Calidad, Generación Distribuida, Incertidumbre Energías Renovables, Optimización Dinámica Estocástica, Planeamiento Expansión

## INTRODUCCIÓN

La evolución de los sistemas eléctricos existentes hacia el concepto de las Smart Grids pasa por muchos factores importantes. Uno de estos es la mejora de la continuidad del servicio y la reducción de los tiempos de interrupciones. Para cumplir este objetivo, además de implementar sistemas de comunicación y equipos inteligentes que permitan reconfigurar las redes para minimizar las zonas de impacto de las fallas o aplicar técnicas de Big Data para predecir la demanda y preparar el sistema para atenderla, también se debe dotar de resiliencia por el lado de la oferta haciendo uso del concepto de generación distribuida. Recientemente las tecnologías de generación a base de recursos energéticos renovables (RER) han registrado importantes reducciones en sus costos de inversión, con una clara tendencia a seguir reduciéndose en los próximos años al mismo tiempo que sus eficiencias van en aumento (International Energy Agency, 2016) por lo que se han convertido en una buena alternativa de solución para lograr acercar la generación a los centros de consumo evitando altos costos en infraestructura de transmisión, pérdidas técnicas y mejorando los perfiles de tensión de las zonas en donde son instaladas.

Muchos trabajos han abordado el problema de la planificación y operación de los sistemas eléctricos considerando la penetración de estas nuevas tecnologías intermitentes. Así en (Tang et al, 2015) se aborda el problema de la planificación de la expansión de la transmisión (TEP) considerando la penetración de plantas eólicas desde un punto de vista estocástico, mientras en (Zheng et al, 2015) se busca optimizar las inversiones en transmisión haciendo uso de baterías para “cortar los picos y rellenar los valles” de la generación renovable intermitente. Otros trabajos como (Barbosa et al, 2016) combinan TEP con la planificación de la expansión de la generación (GEP) e incorpora un análisis de sensibilidad de los costos para obtener soluciones robustas ante incertidumbres.

En esta comunicación se presenta un modelo matemático de optimización dinámica estocástica capaz de realizar un proceso de optimización considerando las 8760 horas de un año típico a fin de decidir el mix óptimo de centrales de generación distribuida renovable que deben ser construidas para dotar de confiabilidad y mejorar la calidad de los sistemas eléctricos críticos, que son aquellos en donde se presenta una alta tasa de interrupción del suministro eléctrico y largos períodos de tiempo para su restablecimiento.

## METODOLOGÍA

### Evaluación de la calidad de un sistema eléctrico

Para la medición de la calidad de un sistema eléctrico se hace uso de los indicadores SAIFI y SAIDI.

**SAIFI**

Representa la cantidad promedio de veces en las que un usuario sufre un corte de suministro. La manera de calcularlo esta representada por la ecuación (1).

$$SAIFI = \frac{\sum n^\circ \text{ de } u \text{ afectados} \times \text{Vez}}{\sum n^\circ \text{ de usuarios total}} \quad (1)$$

**SAIDI**

Muestra el tiempo promedio en la que un usuario no cuenta con el suministro eléctrico. En la ecuación (2) se muestra la forma en que se calcula.

$$SAIDI = \frac{\sum n^\circ \text{ de } u \text{ afect} \times \text{Duración}}{\sum n^\circ \text{ de usuarios total}} \quad (2)$$

Estos dos índices se calculan generalmente para periodos anuales y permiten hacer un seguimiento de la evolución de la calidad de los sistemas eléctricos. Mientras más altos sean estos valores, más crítico será considerado un sistema. En esta comunicación se utilizan ambos índices para comparar los resultados obtenidos.

**Modelamiento de las restricciones**

Además de las restricciones para el despacho de las centrales de generación convencional  $g_i^t$ , el flujo de potencia  $f_i^t$  y el planeamiento de la transmisión  $\omega_i$ ; se hacen uso de restricciones novedosas para la simulación de proyectos de energías renovables.

**Centrales de generación renovable**

A diferencia de las centrales hidroeléctricas  $h_p^t$ , se debe tener presente que la generación no convencional, solar y eólica, es intermitente, tal como se muestra en la Fig. 1. Para estas tecnologías no existe mayor control sobre su despacho, así todo lo que se genera en cada instante  $\zeta_p^t$  debe ser despachado al sistema  $z_p^t$ .

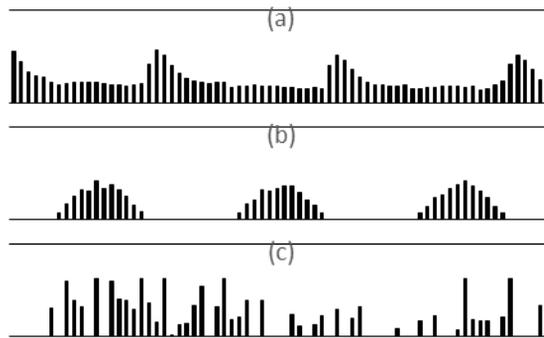


Figura 1. Series temporales para la (a) demanda (histórico), (b) producción de energía solar (generada aleatoriamente - ideal) y (c) producción de energía eólica (generada aleatoriamente - ideal) del Sistema EPU.

Cada posible central tiene asociada una o más líneas de transmisión con distintas capacidades de potencia, que van en el rango de -25% a +25% la potencia nominal instalada de la central, que pueden servir para interconectar la planta al sistema. Estas alternativas buscan evitar la implantación de líneas que luego queden con factores de uso demasiado bajos o que impongan limitaciones al despacho (Zheng et al, 2015). La producción hidráulica, por su parte, se ve limitada a una cantidad anual de energía  $E_p$  que la central es capaz de suministrar dependiendo de sus condiciones geográficas, hidrológicas y constructivas.

Para aquellos lugares donde una misma área de terreno puede servir para implantar o una planta solar o una eólica  $Z^{Area}$ , se debe evitar la superposición de estos proyectos. Debe realizarse también un análisis particular para cada barra a fin de determinar cuánto es la máxima potencia intermitente que se puede inyectar  $\beta_j^{max}$ . Esta limitación no incluye a las centrales hidroeléctricas ya que estas máquinas si aportan inercia y mas bien contribuyen a reforzar la estabilidad del sistema.

### Balace nodal de potencias

Debido a que no siempre es posible lograr un balance perfecto entre oferta y dermanda, es necesario incluir dos variables importantes al modelo. La variable  $\delta_j^t$  que representa a la demanda no atendida o racionada y  $\xi_p^t$  que indica la potencia renovable desperdiciada o que no puede ser consumida.

### Función objetivo

La función de costo total  $CT$  está conformada por tres componentes. Primero, el costo de generación  $CG$  que valoriza al costo marginal de mercado  $C_m$  la producción de las centrales convencionales. Luego, el costo de racionamiento y desperdicio  $CR$  que utiliza un valor muy alto  $C_r$  para penalizar la demanda no atendida y la generación renovable no aprovechada. Y por último, el costo de proyectos  $CP$  que considera la anualidad del costo de inversión y el costo anual de operación y mantenimiento de las líneas de transmisión y centrales RER que se hayan decidido construir. Dado que  $C_m < C_r$ , esta función objetivo logra maximizar la penetración de energías renovables al penalizar el desperdicio de su generación (Ugranli & Karatepe, 2013). El modelo matemático completo se muestra en (3).

$$\begin{aligned} \min CT &= (\sum g_i^t C_m) + (\sum \delta_j^t C_r + \sum \xi_p^t C_r) + (\sum (I_l + O\&M_l) \omega_l + \sum (I_p + O\&M_p) \omega_p) \\ \text{s.a.} & \\ \sum f_{in}^t - \sum f_{nj}^t + \sum g_p^t + \sum h_p^t + \sum z_p^t &= \sum d_j^t O_j^t - \sum \delta_j^t + \sum \xi_p^t & , \forall n \in N, t \in T \\ f_i^t / b_i + O_i^t n_i^0 \theta_{ij}^t &= 0 & , \forall l \in L^0, t \in T \\ |f_i^t| \leq f_i^{\max} O_i^t n_i^0 & & , \forall l \in L^0, t \in T \\ |f_i^t / b_i + \theta_{ij}^t| \leq (1 - \omega_l) M & & , \forall l \in L^1, t \in T \\ |f_i^t| \leq f_i^{\max} \omega_l & & , \forall l \in L^1, t \in T \\ g_i^{\min} O_i^t \leq g_i^t \leq g_i^{\max} O_i^t & & , \forall i \in G, t \in T \\ 0 \leq h_p^t \leq \begin{cases} \omega_p h_p^{\text{avenida}} \\ \omega_p h_p^{\text{estiaje}} \end{cases} & & , \forall p \in Z^H, t \in T \\ \sum_{t \in T} h_p^t \leq E_p & & , \forall p \in Z^H \\ 0 \leq z_p^t = \zeta_p^t \omega_p & & , \forall p \in Z^{E.S}, t \in T \\ \sum_{l \in L^p} \omega_l \leq \omega_p & & , \forall p \in Z \\ \sum \omega_p \leq 1 & & , \forall p \in Z^{\text{Area}} \\ \sum_{p \in Z^{E.S}} \zeta_p^{\max} \omega_p \leq \beta_j^{\max} & & , \forall j \in N \\ \sum \omega_l \leq n_l^{\max} - n_l^0 & & , \forall l \in L^1, t \in T \\ 0 \leq \delta_j^t \leq d_j^t O_j^t & & , \forall j \in N \\ 0 \leq \xi_p^t \leq \omega_p z_p^t & & , \forall p \in Z^{E.S} \\ -\pi \leq \theta_j^t \leq \pi & & , \forall j \in N, t \in T \end{aligned} \quad (3)$$

### Optimización estocástica

Mediante la incorporación de la expresión (4) se añade una aproximación estocástica al modelo. Esta ecuación realiza un análisis de sensibilidad de costos dentro del proceso de optimización que le permite al modelo decidir la mejor combinación de centrales renovables considerando incertidumbres en sus costos.

$$\sum_{e=1}^{E_1 E_2 \dots E_n} CP_e^Z = \sum_{e_1=1}^{E_1} \sum_{e_2=1}^{E_2} \dots \sum_{e_n=1}^{E_n} CP_{e_1 e_2 \dots e_n}^Z \quad (4)$$

### CASO DE ESTUDIO

El modelo matemático desarrollado es aplicado sobre un sistema real existente en el Perú. La implementación del modelo se realiza en el lenguaje AMPL y se hace uso del solver Gurobi ofrecido por la plataforma de computación en la nube NEOS Server.

## Descripción del sistema

En la Fig. 2 se muestra el diagrama unifilar del Sistema EPU de 16 barras y 16 líneas de transmisión. Este modelo cuenta con 8 generadores convencionales existentes y con 11 puntos de demanda. Las características del sistema se detallan en la Tabla I y la Tabla II.

Únicamente las demandas  $d_j^t$  de la 1 a la 6 son susceptibles de quedar completamente sin suministro. Las demandas restantes tienen enlaces adicionales de respaldo que pueden usar para no quedar sin servicio, sin embargo se consideran en el presente sistema ya que ésta es la configuración normal de operación. En ese sentido, durante la elaboración de los estados operativos  $O_i^t$  se ha tenido en cuenta que cuando la barra relacionada a una demanda con enlaces de respaldo queda fuera de servicio, dicha demanda también tenga el mismo estado –fuera de servicio– de forma tal que no se considere dentro del cálculo de racionamiento de demanda. Por lo tanto, el total de las demandas de la 1 a la 6 serán la base para el cálculo de los indicadores SAIFI y SAIDI.

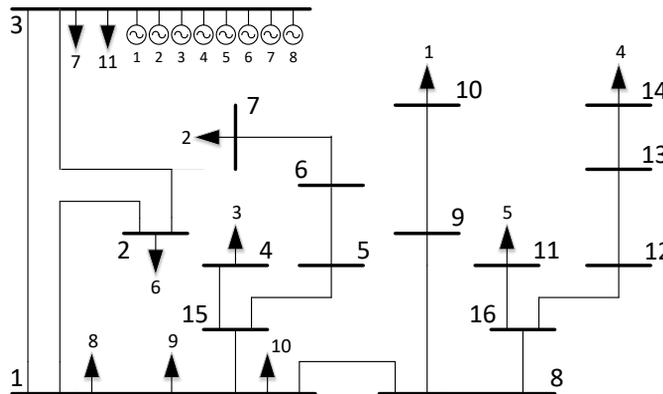


Figura 2. Sistema EPU de 16 barras.

Cada vez que la demanda total no suministrada cambia su valor de 0 a otra cantidad, un evento de interrupción es registrado. El final de este evento ocurre cuando el racionamiento vuelve a 0 otra vez. Para el cálculo del índice SAIDI se usa la suma del racionamiento total, mientras que para el SAIFI se considera únicamente la suma de los máximos racionamientos registrados dentro de cada evento. Se asume que todos los usuarios tienen cargas de iguales características.

Id	Nodo	$d^{max}$ (pu)									
1	10	0.17332	4	14	0.03544	7	3	0.01008	10	1	0.18370
2	7	0.03077	5	11	0.02810	8	1	0.34810	11	3	0.18160
3	4	0.04418	6	2	0.17880	9	1	0.40180			

Tabla I. Demandas del Sistema EPU.

Para la obtención del valor de la demanda para cada hora se hace uso de coeficientes escalados de un año típico que se multiplican al valor máximo de la demanda mostrada en la Tabla I. Estos coeficientes, sin embargo, no se muestran en esta comunicación por limitaciones de espacio. Así tampoco son mostradas las potencias que generan las centrales eólicas y solares para cada hora, las características de las líneas de transmisión, ni los estados operativos para los componentes del sistema.

Id	Nodo	$g^{max}$ (pu)									
1	3	0.09600	3	3	0.09600	5	3	0.09600	7	3	0.57300
2	3	0.09600	4	3	0.09600	6	3	0.09600	8	3	0.57300

Tabla II. Generación convencional del Sistema EPU.

Las posibles centrales RER identificadas para el Sistema EPU son en total 26, siendo conformadas por 13 granjas eólicas, 8 parques solares y 5 hidroeléctricas. Cada una de estas posibles centrales tiene por lo menos una línea de transmisión

candidata asociada, existiendo en total 43 posibles circuitos a construir. Los datos de estas líneas también quedan fuera de esta comunicación por limitaciones de espacio.

### Resultados obtenidos

Tres casos son analizados. El primer caso C01 representa la situación actual del Sistema EPU. El caso C02 evalúa los proyectos renovables y sus líneas de transmisión candidatas de una manera determinística. Finalmente, el caso C03 realiza un análisis estocástico de costo para seleccionar los mejores proyectos RER a ser implementados.

La Figura 3 muestra una pequeña serie de tiempo correspondiente a la operación del Sistema EPU bajo el caso C01 mientras la Figura 4 presenta las mismas horas bajo el caso C02. Resulta evidente la mejora en la calidad del servicio eléctrico pues en el caso C01 existe una fuerte presencia del racionamiento de la demanda sin embargo en el caso C02 ésta resulta casi imperceptible. Se debe aclarar que la falta de suministro para las demandas se debe prácticamente a fallas en las líneas de transmisión. Para el análisis de sensibilidad de costos (C03), las posibles variaciones mostradas en la Tabla III son usadas. Estos rangos indican las variaciones máximas y mínimas para los costos del proyecto. Existen en total 27 escenarios, teniendo cada uno una probabilidad de ocurrencia de 1/27.

	Hidro	Solar	Eólica
Costos	± 5%	± 25%	± 10%

Tabla III. Variaciones para los escenarios estocásticos (C03).

De manera consistente con las tendencias de costos presentadas (International Energy Agency, 2016), la tecnología solar tiene el mayor rango de variación, seguido por la tecnología eólica. La tecnología hídrica se considera en una etapa madura por lo que se esperan muy pocos cambios en sus costos. El proceso de optimización debe encontrar el mix óptimo incluyendo estos posibles escenarios económicos.

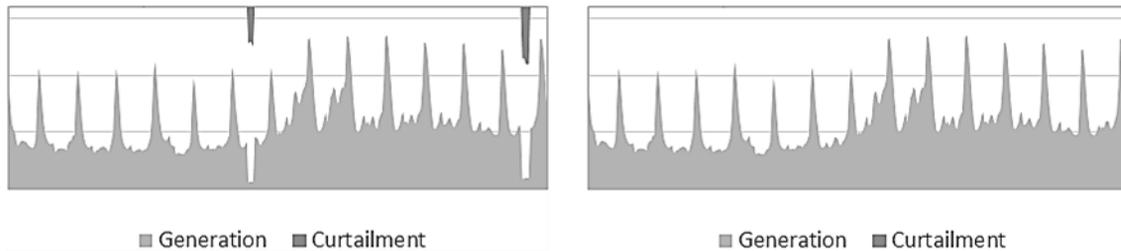


Figura 3. Situación del Sistema EPU sin proyectos (C01) y Figura 4. Situación del Sistema EPU con proyectos (C02)

### CONCLUSIONES

Los resultados mostrados en la Tabla IV indican que la implementación de centrales de generación distribuida en sistemas crítica mejoran notablemente la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico. Para el caso de estudio del Sistema EPU, se obtienen reducciones de aproximadamente el 90% en ambos indicadores SAIFI y SAIDI tanto para el caso C02 y C03.

		C01	C02	C03
Tipo		Base	Determinístico	Estocástico
Solución		Ninguna	RER	RER
SAIDI		4.02	0.60 (-85%)	0.67 (-83%)
SAIFI		10.35	0.67 (-94%)	0.74 (-93%)
Generación (M\$)		38.38	5.95	8.18
Racionamiento (M\$)		3.05	0.20	0.22
Desperdicio RER (M\$)		-	0.17	0.17
@I + O&M	LT (M\$)	-	3.93	3.27
	RER (M\$)	-	79.46	65.00
Proyectos		Ninguno	02 Eólico 02 Solar 05 Hidro 09 Líneas	01 Eólico 03 Solar 04 Hidro 08 Líneas
Costo total (M\$)		41.43	89.71	76.85
Tiempo de solución (s)		1.55	6962.37	4892.69
Racionamiento (MWh)		507.92	32.91	36.35
B/C (kWh/M\$)		-	366.8	473.0

Tabla IV. Resultados para el Sistema EPU.

Los proyectos seleccionados inicialmente cambian luego de incluir el análisis estocástico de costos. Notese que en el caso C02, por ejemplo, fueron seleccionados 05 centrales hidroeléctricas pero en el caso C03 esta cantidad se reduce al ser reemplazado uno de estos proyectos por una central solar. En efecto, este comportamiento es completamente lógico si se tiene en cuenta que la tecnología solar es la que más posibilidades tiene de reducir sus costos considerablemente en comparación con la tecnología hídrica que tiene un costo prácticamente fijo. Este análisis económico permite que el modelo elija una combinación de proyectos con una relación de Beneficio-Costo (B/C) superior, lo que sin duda contribuye a maximizar la eficiencia de las inversiones tanto públicas como privadas.

Para trabajos futuros, se recomienda analizar la implementación de sistemas de almacenamiento de energía como alternativa para conseguir valores de SAIFI y SAIDI mucho más cercanos a cero.

## REFERENCIAS

- Barbosa, J. *et al*, 2016, "Stochastic Generation and Transmission Planning Considering Future Renewable and Gas Opportunities in Queensland, Australia," Power and Energy Society General Meeting (PESGM), USA.
- International Energy Agency, 2016, World Energy Outlook 2016 [En línea]. Disponible en: <https://goo.gl/ZdJBSj>
- Tang, L. *et al*, 2015, "Transmission System Planning Considering Integration of Renewable Energy Resources," IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Australia.
- Ugranli, F. & Karatepe, E., 2013, "Transmission Expansion Planning Considering Maximizing Penetration Level of Renewable Sources," IEEE International Symposium on Innovation in Intelligent Systems and Applications (INISTA), Bulgaria.
- Zheng, J. *et al*, 2015, "Transmission Planning with Renewable Generation and Energy Storage," 10th International Conference on Advances in Power System Control, Operation & Management (APSCOM 2015), China.

# PROYECTO P2P SMARTTEST: PLATAFORMA DE SIMULACIÓN DE INTERCAMBIO DE ENERGÍA EN REDES DISTRIBUIDAS SIGUIENDO EL ESQUEMA P2P (PEER TO PEER)

**Alicia Kalms**, Dpto. de Integración en Red, CENER

**Igor Usunáriz**, Dpto. de Integración en Red, CENER

**Marionel Estévez**, Dpto. de Integración en Red, CENER

**Cecilio Sarobe**, Dpto. de Integración en Red, CENER

**Dra. Mónica Aguado**, Dpto. de Integración en Red, CENER

**José Manuel Martín**, Dpto. I+D+i, INYCOM

**Sergio Ayuso Gascón**, Dpto. Ingeniería, Integración e Innovación, INYCOM

**Resumen:** P2P SmarTest es un proyecto europeo del programa Horizon 2020. Su objetivo principal es el de investigar y demostrar un sistema eléctrico inteligente compuesto por soluciones avanzadas de tecnologías de información y comunicación (ICT), mercados regionales y modelos de negocio innovadores. Se basa en un esquema P2P (Peer to Peer) para asegurar tanto la integración de la flexibilidad en la demanda como la operación optimizada de fuentes de energía renovable distribuidas (DER) en la red de distribución, manteniendo de este modo la calidad, la estabilidad y la seguridad de la misma, al tiempo que se consigue un balance en el flujo de potencias. El proyecto cuenta con nueve miembros pertenecientes al ámbito empresarial e investigador, que aportan su conocimiento en los diferentes aspectos necesarios para investigar y demostrar la implantación de esta filosofía en el mercado eléctrico. CENER se ha integrado en el proyecto liderando el paquete de trabajo destinado a la parte demostrativa de los resultados de la investigación. Dentro de este apartado, CENER ha desarrollado una plataforma de simulación de intercambio energético entre microrredes. Mediante su uso, se ayuda a integrar y validar las soluciones que hacen frente a los diferentes retos energéticos, tecnológicos y de mercado que componen el esquema de intercambio de energía planteado (equipos de medida, cálculo de precios, algoritmos de gestión, etc.). En esta comunicación se presenta la configuración de la plataforma, así como los casos de estudio previstos para la validación de la propuesta del proyecto. En su ejecución está prevista la utilización tanto de microrredes reales (ATENEA – CENER y Parque Tecnológico Walqa) como de otras simuladas.

**Palabras clave:** Generación Distribuida, P2P (Peer to Peer), Microrredes, Simulaciones

## INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente el sistema eléctrico ha contado con un diseño enfocado a integrar grandes plantas de generación y con la demanda de energía vista como algo inflexible e incontrolable. Todo ello gestionado y operado de una manera centralizada. A nivel local o regional, la distribución de energía eléctrica era responsabilidad del operador del sistema de distribución (DSO) con un esquema eminentemente unidireccional. En ese escenario, los servicios de ajuste y control de la calidad de la red se realizaban prevalentemente a nivel de transporte.

Sin embargo, ante el esperado incremento de las fuentes de energía distribuida (DER) (generación distribuida y almacenamiento) conectadas a la red de distribución, así como de microgeneradores y cargas flexibles presentes en las instalaciones de los usuarios finales (microrredes y redes inteligentes), su presencia en el mix energético será siempre creciente. A la hora de integrar todas estas DER en el seno de la red, es necesario definir un sistema de distribución eléctrico inteligente. En el caso de este proyecto, estará basado en modelos de negocio P2P que favorezcan la flexibilidad de la demanda y la optimización de operación de las DER. Su integración deberá garantizar, en cualquier caso, los niveles de estabilidad y seguridad de suministro, reflejada en parámetros típicos como son la calidad de energía, la frecuencia de red y la estabilidad de los valores de tensión de red, entre otros.

## PROYECTO P2P SMARTTEST

El proyecto P2P SmarTest es un proyecto enmarcado dentro del programa H2020 LCE-2014-3 de la Unión Europea, cuyo consorcio está formado por 9 socios pertenecientes a 4 países procedentes tanto del ámbito de la investigación como empresas. El objetivo principal de este proyecto es el de investigar y demostrar un sistema eléctrico inteligente compuesto por equipos avanzados de comunicaciones (ICT), mercados regionales y modelos de negocio innovadores. Se basa en un esquema P2P (Peer to Peer) que asegure la integración de la flexibilidad en la demanda y la operación optimizada de las DER en la red de distribución, de modo que se mantengan la calidad, la estabilidad y la seguridad de la misma, al tiempo que se consigue un balance en el flujo de potencias.

Dentro de este proyecto, y a partir del conocimiento de sus participantes, se ha planteado una propuesta de mercado energético a nivel predominantemente regional al que se incorporan nuevas figuras, para aprovechar las oportunidades de negocio que se generan. Así, se han evaluado aspectos necesarios para estructurarlo como son una red de comunicaciones robusta y fiable, además de asequible, que de soporte al aumento significativo del flujo de información entre los diferentes actores, necesario para definir los intercambios de energía.

Se han desarrollado también directrices que definen los requisitos y procedimientos para la medición de energía intercambiada durante las transacciones. Estas mediciones resultan imprescindibles para disponer de un control económico estricto y fiable de todas las operaciones realizadas. En otro ámbito, se han analizado también las afecciones que una gestión distribuida podrían tener sobre aspectos relacionados con la calidad de suministro y la estabilidad de la red. La regulación de tensión o los valores de frecuencia de la red se pueden ver afectados y es necesario conocer la capacidad de la propuesta tanto para garantizar valores admisibles como para responder ante eventos de desviaciones. El desarrollo del proyecto se ha organizado en diferentes paquetes de trabajo y cuentan con uno demostrativo para las tareas de validación. Vistas las dificultades, tanto a nivel técnico como normativo, de plantear una instalación que pueda funcionar de acuerdo a los planteamientos presentados en un escenario real, se ha optado por ensayos parciales tanto virtuales como a escala, que permitan validar diferentes puntos del proyecto. CENER ha centrado su participación en el desarrollo de una plataforma de ensayos donde se simula una red eléctrica real a la que se conectan diferentes microrredes (reales y simuladas). En este marco, se realizarán ensayos destinados a validar los mecanismos de cálculo de precios, comunicación entre actores, ejecución del algoritmo P2P y en última instancia, intercambios de energía correspondientes a eventos de gestión de demanda (DR).

## CONTRIBUCIÓN DE CENER EN EL PROYECTO

### Descripción de la plataforma de ensayos

Como ya se ha indicado, CENER se incorpora al proyecto con su experiencia en realización de ensayos y simulación eléctrica para fuentes de generación distribuida y microrredes. En esta ocasión, se ha desarrollado una plataforma de simulación (Figura 1.) basada en un servidor SCADA generado en LabView. Esta plataforma dispone de comunicación mediante OPC UA con una serie de microrredes reales y simuladas (generadas con Matlab/Simulink y adaptadas para ejecutarse en tiempo real). Las microrredes reales disponibles son, en este caso, ATENEA (CENER – Sangüesa, Navarra) y el Parque Tecnológico Walqa (Inycom – Huesca).

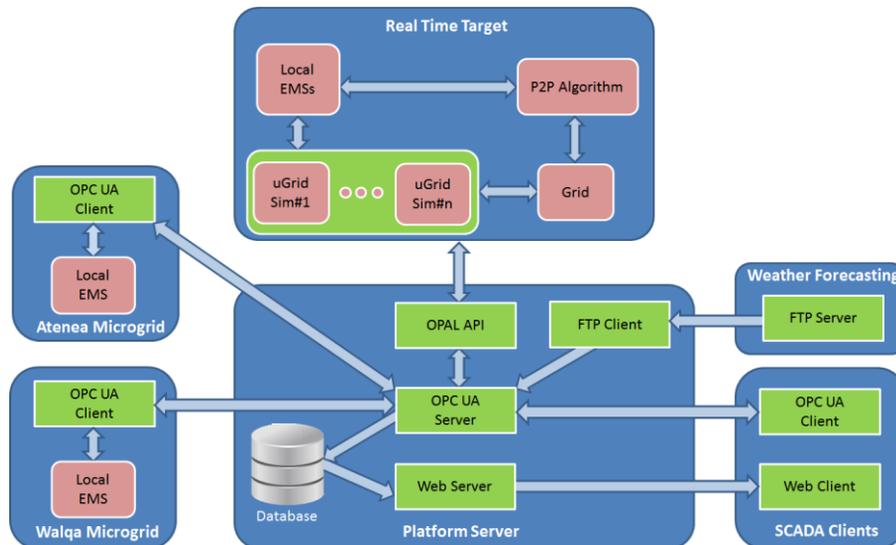


Figura 1. Esquema de la arquitectura de la plataforma desarrollada en CENER.

La plataforma comunica con el target de tiempo real (RT). Un equipo con una alta capacidad de procesamiento en RT donde se alojan tanto las microrredes simuladas que participarán en las transacciones junto con las reales, como la simulación

de una red eléctrica virtual que las conecte para que participen en el intercambio de energía. De este modo, todas las microrredes simulan estar conectadas tanto eléctricamente como a nivel de transferencia de información. Además de publicar su estado de forma segura y privada, punto de consumo – generación a través de la plataforma, e intercambiar ofertas o demandas de energía en tiempo real a través del algoritmo P2P, tanto de forma distribuida como centralizada.

A nivel local de cada microrred, el sistema de gestión de la energía (EMS) calcula los parámetros de coste, la potencia disponible y la demandada con la que participan en el intercambio de energía. El algoritmo P2P también se aloja en el target RT y es el encargado de realizar los cálculos de precios, asignaciones y casaciones de las potencias en venta con las solicitudes de compra de cada microrred, de modo que la solución final para el conjunto sea la óptima.

La plataforma se nutre de predicciones meteorológicas locales elaboradas en CENER que alimentan los cálculos de previsiones de generación de los diferentes activos de generación disponibles en las microrredes.

La inclusión de todos estos elementos en el target RT reduce significativamente el tráfico de datos entre las diferentes microrredes, en este caso las simuladas. La comunicación entre los EMS de las microrredes reales y el algoritmo P2P se realiza a través de los canales de comunicaciones desarrollados. A nivel físico, los bloques de la plataforma se alojan en varios servidores y equipos diferentes que se encuentran ubicados en las instalaciones de CENER, tanto en Pamplona como en Sangüesa, Navarra.

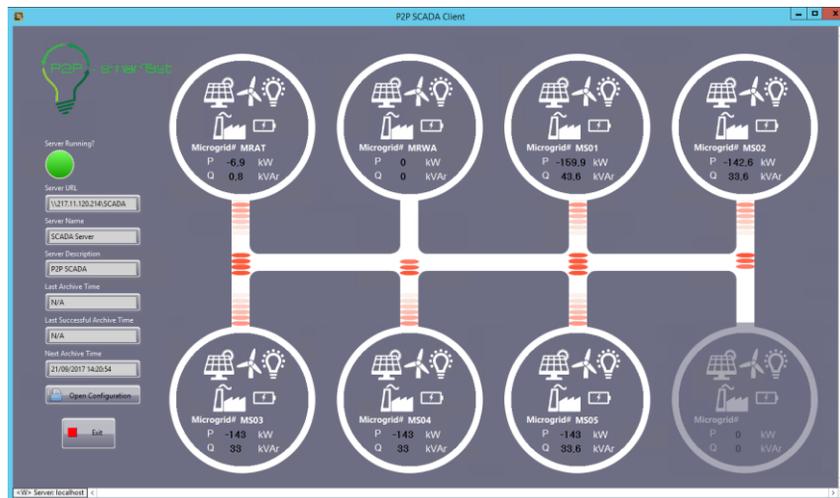


Figura 2. Pantalla de control del SCADA desarrollado para las siete microrredes en funcionamiento.

Todo el flujo de datos de la plataforma queda almacenado en una base de datos que posibilita su revisión y análisis posterior. El acceso dinámico, tanto a maniobras de control como a los datos de los diferentes parámetros y medidas de los componentes de todo el sistema, se puede hacer a través de los clientes de SCADA mediante acceso restringido por contraseña. El aspecto que presenta para el usuario es el reflejado en la Figura 2. Así mismo, cada microrred dispone de su propia pantalla de visualización y control del estado de las señales de las variables de flujo de potencia en tiempo real.

A nivel de simulación de red de distribución, el circuito generado para la realización de ensayos es el representado en la Figura . Los modelos de microrredes ficticias simuladas se obtienen a partir de modelos de componentes reales. La red simulada está gestionada por el algoritmo P2P y los EMS, calculando a partir de las curvas de coste, previsión de los recursos y disponibilidad de generación y demanda, los flujos de potencia en cada paso de tiempo de ejecución de la plataforma.



configuración de la red eléctrica que los une (longitud, transformadores, pérdidas, etc.). En la Figura 4 se reflejan las curvas de coste de generación de las microrredes de la plataforma para un día de invierno.

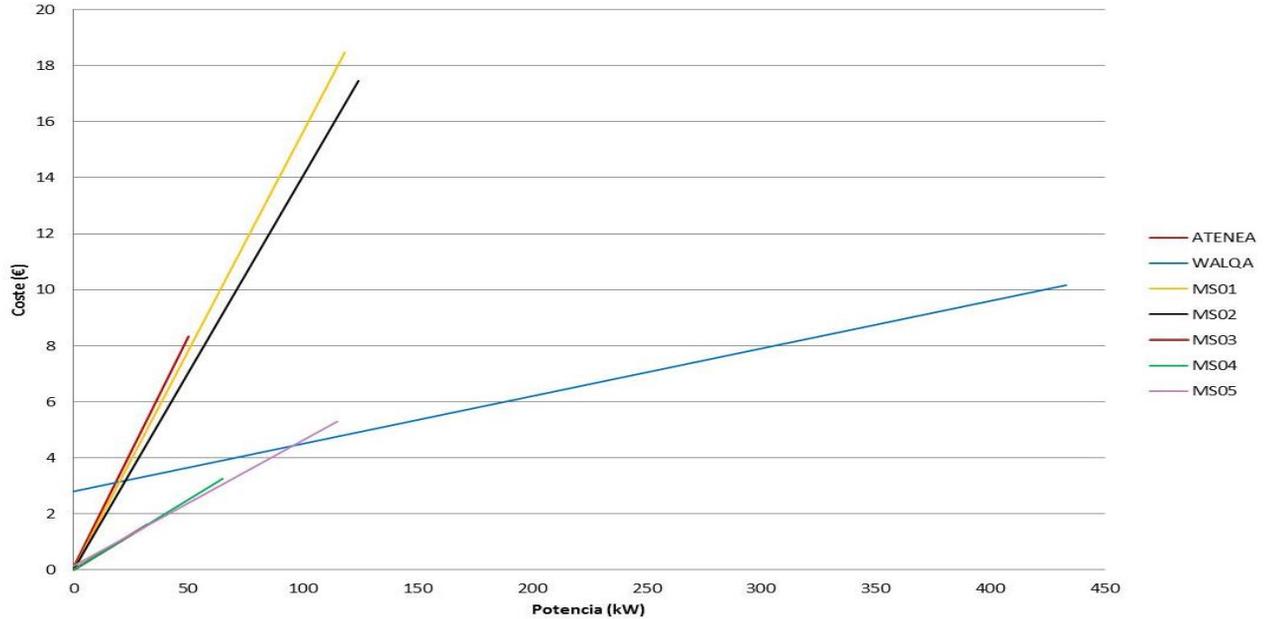


Figura 4. Coste de Generación por Microrred (06/01/2016 13:00).

## Ensayo Demostrativo D1.2: Intercambio de energía en tiempo real entre microrredes

Este segundo ensayo plantea la validación del intercambio de energía en tiempo real, en el que dos microrredes venden energía o capacidad de respuesta ante la demanda y el agregador compra ese servicio. Nuevamente, la validación se realiza utilizando la plataforma de simulación de CENER y las microrredes que actúan como vendedoras del servicio son ATENEA y Walqa. El agregador se simula a través de una de las microrredes virtuales que actuaría de comprador. De modo esquemático el ensayo está representado en la Figura 5.

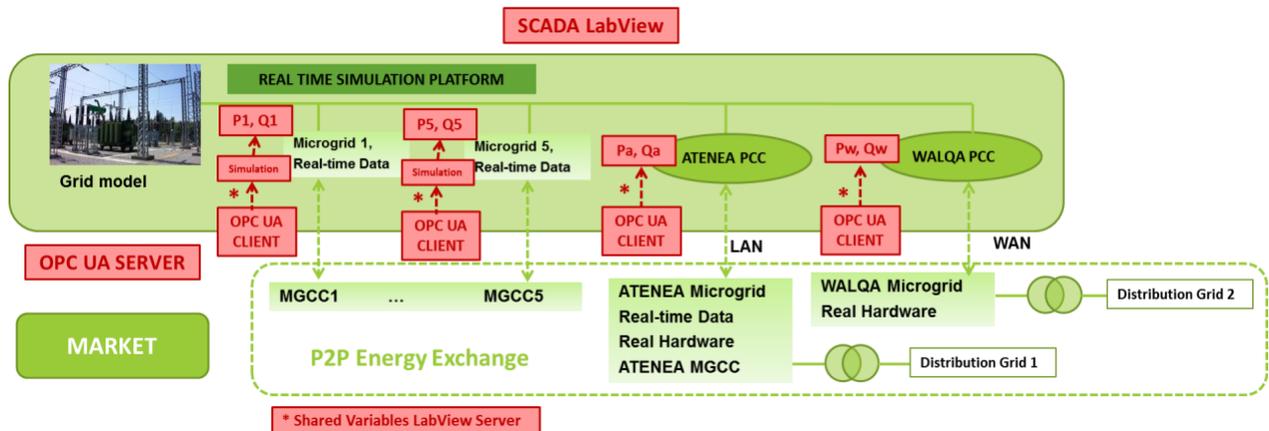


Figura 5. Esquema del ensayo demostrativo D1.2.

Este ensayo, a diferencia del anterior, plantea una validación de intercambio de energía en tiempo real con la posibilidad de generar un cambio en el comportamiento de las microrredes al prestarse el servicio de gestión de la

demanda. En este contexto, tanto las comunicaciones como las reacciones ante variaciones se acelerarán con respecto a previsiones realizadas a 24h. Por lo tanto, será necesaria una velocidad y capacidad de cálculo mayores por parte de la plataforma.

## Resultados esperados

A partir de los ensayos realizados, se analizará el comportamiento de las diferentes microrredes involucradas prestando especial atención a los siguientes aspectos:

- Evaluar la viabilidad del modelo de negocio propuesto mediante el análisis de los precios de las transacciones entre microrredes. Realizar una comparativa con los precios de venta de la red y valorar los posibles ahorros económicos generados.
- Evaluar y estimar las posibilidades de escalar los resultados obtenidos en las pruebas a una expansión masiva en la red.
- Comprobar la disponibilidad de la flexibilidad por parte de las microrredes para cambiar su perfil energético ante una solicitud.
- Comprobar el cumplimiento de la respuesta ante un evento de DR calculando el posible ahorro de energía final. Evaluar la variación de la energía final requerida de la red por parte del conjunto de miembros de una célula o zona en la que se agrupan microrredes bajo un mismo agregador.

## CONCLUSIONES

En este artículo se ha presentado la configuración de una plataforma de simulación de intercambio de energía para microrredes creada por CENER dentro del proyecto P2P SmarTest del programa europeo H2020. A través de los ensayos que se llevan a cabo en esta plataforma es posible validar el funcionamiento de las microrredes cuando se integran en la red de distribución bajo un enfoque P2P. El objetivo del modelo adoptado para las transacciones energéticas es reducir el consumo desde la red favoreciendo el intercambio de energía entre fuentes distribuidas de generación de manera colaborativa y de ese modo, permitir su integración masiva en la red sin poner en riesgo la seguridad y estabilidad de la misma.

Se plantea, a través de los ensayos propuestos, la comprobación de las transacciones de energía en dos rangos de tiempo diferentes (a 24h y en tiempo real), de manera que se pueda dar respuesta a situaciones y necesidades de servicio diferentes dentro de la red de distribución.

## REFERENCIAS

- A. Pouttu, J. Haapola, P. Ahokangas, Y. Xu, M. Kopsakangas-Savolainen, E. Porras, J. Matamoros, C. Kalalas, J. Alonso-Zarate, F. D. Gallego, J. M. Martín, G. Deconinck, H. Almasalma, S. Claves, J. Wu, M. Cheng, F. Li, Z. Zhang, D. Rivas y S. Casado, «P2P model for distributed energy trading, grid control and ICT for local smart grids,» de 2017 European Conference on Networks and Communications (EuCNC), Oulu, 2017.
- D. Gregoratti y J. Matamoros, «Distributed Energy Trading: The Multiple-Microgrid Case», IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 62, nº 4, pp. 2551-2559, 2015.
- <http://www.cener.com/es/areas-de-investigacion/departamento-de-integracion-en-red-de-energias-renovables/infraestructuras-y-recursos-tecnicos/atenea-microgrid-cener/> (1 septiembre 2017)
- <http://www.p2psmartest-h2020.eu/deliverables>. (1 septiembre 2017).

# DIMENSIONAMIENTO Y GESTIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS PARA EL APOYO A RENOVABLES

**Andoni Saez de Ibarra**, Investigador, IK4-IKERLAN  
**Amaia González**, Investigadora predoctoral, IK4-IKERLAN  
**Aitor Milo**, Investigador, IK4-IKERLAN

**Haizea Gaztañaga**, Responsable de equipo “Gestión de energía Eléctrica y Térmica”, IK4-IKERLAN

**Resumen:** El uso de sistemas de almacenamiento eléctrico en baterías se presenta cada vez más como una solución alternativa viable para mejorar la participación de las energías renovables en la operación de la red. Las capacidades técnicas y energéticas de este tipo de sistemas han sido validadas en numerosos demostradores donde el principal reto de diseño reside en determinar su óptimo dimensionamiento y control. Para definir dichos factores se requiere tener en cuenta aspectos tales como los costes de instalación, operación y degradación de forma que los beneficios económicos, a lo largo de la vida útil del sistema, se vean maximizados. En este trabajo se presenta una metodología de dimensionamiento y gestión de sistemas de almacenamiento para apoyo a renovables desarrollado en el marco de la línea de investigación del departamento de Almacenamiento y Gestión de Energía de IK4-IKERLAN y se concluye con una referencia a una aplicación práctica llevada a cabo para Iberdrola Renovables.

**Palabras clave:** Almacenamiento de Energía, Baterías, Estrategias de Gestión, Generación Renovable, Herramientas, Liti-ion, Mercados Eléctricos, Optimización, Servicios de Ajuste

## INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, el sector eléctrico ha experimentado una gran transformación con la creciente penetración de fuentes de energía renovable en el mix energético, sobretodo de la generación eólica y solar fotovoltaica. La integración de esta nueva generación en el sistema eléctrico contribuye a reducir la dependencia en el uso de combustibles fósiles y a reducir los niveles de emisiones asociados a estos. Por otro lado la naturaleza intermitente y de difícil predicción de los recursos renovables, además de generar problemas de estabilidad en redes eléctricas débiles, dificulta su participación en servicios asociados a la operación de la red.

En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías se presentan como un elemento posibilitador para reducir el nivel de variabilidad de la producción y permitir un mayor control en las plantas de generación de origen renovable, principalmente solar y eólica, y su participación en los mercados eléctricos y servicios de ajuste del sistema, mejorando su rentabilidad económica.

En los primeros años del despliegue de estos sistemas junto a plantas de generación renovable se orientó a fortalecer la estabilidad de la red y contribuir al cumplimiento de los requerimientos técnicos de conexión de las plantas. Sin embargo, en los últimos años se ha ampliado su funcionalidad participando además en servicios de apoyo a red, incluso de forma individual sin estar integrados en plantas renovables. Los servicios que estos sistemas pueden prestar dependen de las necesidades específicas de cada sistema eléctrico y país en particular. La Tabla I muestra algunos de los ejemplos más recientes de la instalación de este tipo de sistemas de almacenamiento.

Tal como muestra la Figura 1, son dos los posibles escenarios de aplicación de los sistemas de almacenamiento en el apoyo a los sistemas de generación renovable. El primer escenario se centra en el cumplimiento de la normativa vigente para poder mantener los recursos renovables en su punto de máxima producción mientras tienen la capacidad de proveer servicios exigidos por las normativas (regulación en frecuencia, tensión, etc.). En este caso, la necesidad de incluir almacenamiento parte de unos requerimientos técnicos de la propia red. Por otro lado, en el segundo escenario, el sistema de almacenamiento puede contribuir a aumentar y mejorar los niveles de participación en los servicios y mercados en los que el sistema renovable puede participar, posibilitando una maximización de la rentabilidad del conjunto renovable y almacenamiento. En este segundo escenario, aunque resulta imperativo el cumplimiento de la normativa de la red, el objetivo radica en maximizar la rentabilidad económica en el proceso de búsqueda de la solución óptima.

País	Potencia	Apoyo a	Servicio(s)	Año	Referencia
Reino Unido	200 MW	Sistema eléctrico	EFR (Enhanced Frequency Response)	2016	(National Grid, 2016)
Australia	5 MW	Planta fotovoltaica	Desplazar la producción renovable Servicios de red	2017	(REnewEconomy, 2017)
EEUU	20 MW	Sistema eléctrico	Desplazar la producción renovable Servicios de red	2017	(PV magazine, 2017)
EEUU	13 MW	Planta fotovoltaica	Desplazar la producción renovable	2017	(The verge, 2017)

Tabla 1. Ejemplos de sistemas de almacenamiento en baterías para apoyo a la red.

Sobre este segundo escenario es donde se sitúa el presente trabajo, en el que se analizan y evalúan las posibilidades de incorporar un sistema de almacenamiento dentro de instalaciones renovables (fotovoltaicas o eólicas), para poder maximizar la rentabilidad del conjunto y permitiendo una participación más precisa y controlable tanto en los mercados eléctricos tradicionales (**diarios e intradiarios**), así como en **mercados de ajuste**. La Figura muestra un esquema simplificado del escenario considerado dentro de esta propuesta.

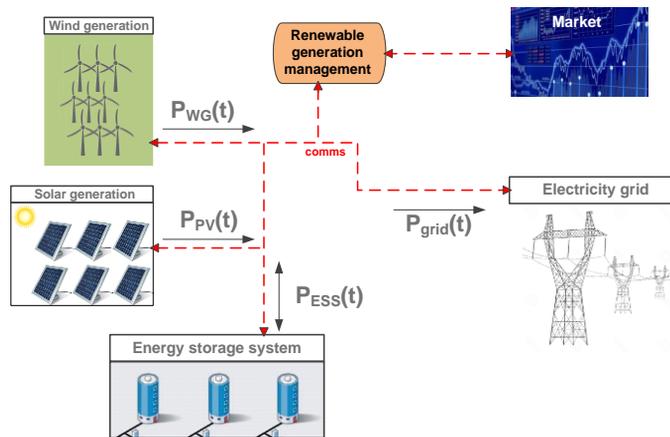


Figura 1. Escenario de generación renovable con sistema de almacenamiento para participación en mercado eléctrico y servicios de apoyo a red.

## PROBLEMÁTICA

En una planta de generación renovable apoyada por un sistema de almacenamiento, la ecuación a resolver se centra en la correcta definición de los requerimientos del sistema de almacenamiento. Dentro de esta definición, el dimensionamiento del propio sistema de almacenamiento, así como la operación del mismo tanto para dar soporte al recurso renovable, como para poder participar en otros servicios de la red son los principales factores a determinar.

Estos dos factores, el **dimensionamiento** y el **modo de operación**, se condicionan mutuamente y condicionan de manera directa la evolución de otros factores tales como: **la degradación** del sistema de almacenamiento, y el balance **coste/beneficio** entre el coste de la inversión y el beneficio de su operación durante la vida útil de la instalación. Por lo tanto, estos cuatro factores se encuentran estrechamente relacionados (Figura ) y la variación en uno de ellos tiene implicaciones sobre los demás.



Figura 2. Factores necesarios a considerar de los sistemas de almacenamiento.

Un cambio en la estrategia de gestión del sistema de almacenamiento orientado a aumentar los niveles de participación (y por lo tanto los beneficios) acarreará un aumento de la degradación y por lo tanto un aumento de los costes debido al reemplazo del sistema de almacenamiento. Por otro lado, una menor participación para preservar la vida del almacenamiento y así reducir los costes de reemplazo conllevará una reducción de los beneficios por la operación en los mercados eléctricos.

## HERRAMIENTAS DE DIMENSIONAMIENTO Y GESTIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Tal como se ha mostrado anteriormente, en el escenario planteado, nos encontramos con un problema de optimización donde es necesario identificar el compromiso óptimo entre los cuatro parámetros mencionados (dimensionamiento, gestión, degradación y coste/beneficio) para poder llegar a maximizar la rentabilidad del mismo.

En este contexto, para poder aplicar herramientas de optimización es necesario, además de seleccionar los algoritmos de optimización mejor adaptados, conocer al detalle (modelos eléctricos, económicos y de degradación) el comportamiento de los sistemas de almacenamiento, los recursos renovables y los mercados eléctricos.

Para ello, hacen falta aplicar herramientas que combinen modelos eléctricos y económicos, y sean capaces de resolver el problema de optimización tanto para determinar el dimensionamiento del sistema como su operación en los mercados eléctricos. Una herramienta es un software en el que se modelan los conocimientos y requerimientos técnicos, económicos y de degradación de los sistemas que forman parte de la aplicación (sistemas de almacenamiento, sistema renovable, mercados eléctricos, servicios de ajuste) y se hace uso de algoritmos de optimización para determinar los parámetros requeridos. Este tipo de herramientas tienen como objetivo evaluar, dimensionar o comprobar la utilidad de las diferentes estrategias de operación, para intentar maximizar la rentabilidad de la inversión. El diagrama de la Figura muestra la unión de todas estas herramientas y los modelos detallados de cada elemento.

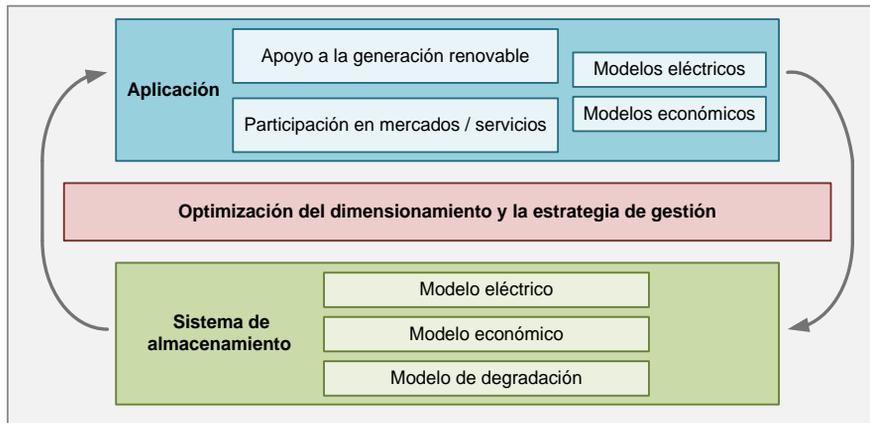


Figura 3. Herramientas necesarias para la correcta operación de sistemas renovables con almacenamiento.

## Estructura de metodología de dimensionamiento y gestión de sistemas de almacenamiento para apoyo a renovables

Para incluir los requerimientos de la aplicación y poder aplicar las herramientas mencionadas, se propone la metodología presentada en la Figura .

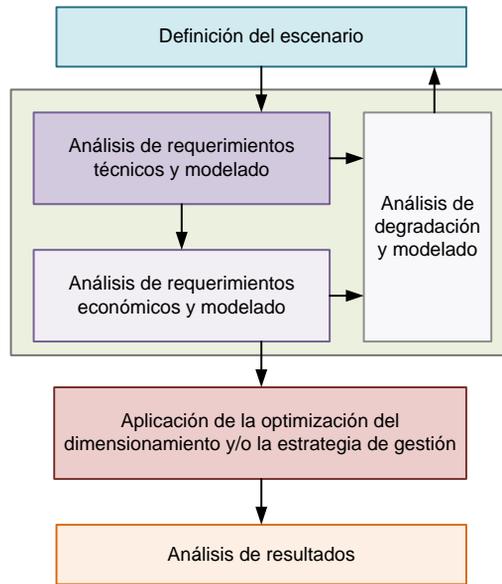


Figura 4. Estructura de la metodología de dimensionamiento y gestión de sistemas de almacenamiento para apoyo a renovables.

Como se puede apreciar, el primer paso se compone de la definición del escenario. Este escenario contempla tanto el sistema completo como los servicios que se desean proveer. Tras esta definición, se realiza el análisis de los requerimientos técnicos y el modelado de los mismos, junto con el análisis de los requerimientos económicos y su modelado. Desde estos dos procesos, se realiza también el modelado y análisis de degradación. Una vez correctamente analizados y modelados estos procesos, se puede aplicar la optimización del dimensionamiento y/o de la estrategia de gestión, para concluir con el análisis de los resultados.

En este escenario los modelos eléctricos y económicos de los sistemas renovables y mercados son ampliamente conocidos, y por lo tanto, la novedad es la inclusión del sistema de almacenamiento con sus modelos asociados y el desarrollo de estrategias avanzadas para la operación del conjunto renovable más almacenamiento.

## Modelado del sistema de almacenamiento

Entrando al detalle de los modelos del sistema de almacenamiento, los más representativos corresponden al modelo eléctrico y el modelo de degradación.

### Modelo eléctrico

El modelo eléctrico del sistema de almacenamiento es el que calcula la energía disponible en el sistema de almacenamiento a cada instante, la que se suele representar por medio del estado de carga (State of Charge, SOC, por sus siglas en inglés). Partiendo de sus capacidades energéticas, y para poder operar el sistema de almacenamiento de manera segura y eficiente, hay que mantener siempre unos límites de operación (niveles máximos y mínimos del SOC) que dependiendo de la tecnología de almacenamiento, son más o menos restrictivos.

### Modelo de degradación

El modelo de degradación representa la evolución de la pérdida de capacidad en función del tiempo y el uso (ciclos de carga / descarga) que se haga de los sistemas de almacenamiento. La degradación es un factor clave a tener en cuenta durante el proceso de dimensionamiento, ya que afecta directamente al mismo (una mayor degradación implica la necesidad de un sobredimensionamiento o la necesidad de reemplazos más frecuentes) y con ello al coste final de operación del sistema.

El modelo desarrollado para analizar la degradación del sistema de almacenamiento se basa tanto en el algoritmo *Rainflow cycling counting* como en las tablas de degradación de Whöler. El algoritmo de contaje de ciclos *Rainflow* determina la cantidad de ciclos a diferentes profundidades de descarga que ocurren en un perfil de operación del

sistema de almacenamiento. Por lo tanto, la entrada para este algoritmo es el perfil de SOC y la duración (tiempo) durante la que ocurre dicha operación. Tras realizar los cálculos necesarios, el algoritmo determina la cantidad de ciclos a cada profundidad de descarga. Por otro lado, para calcular la degradación del sistema de almacenamiento, también se hace uso de la curva de Whöler, la cual indica los ciclos que es capaz de hacer un sistema de almacenamiento a cada profundidad de descarga. Normalmente, el fabricante de baterías no proporciona todos los puntos para formar la curva de Whöler, e incluso puede darse el caso que proporcione únicamente un valor de ciclos respecto a profundidad de descarga. En el caso de IK4-IKERLAN, los datos del fabricante se complementan con ensayos experimentales realizados en el laboratorio de almacenamiento.

De esta manera, comparando los datos obtenidos mediante ensayos y datos de los fabricantes (curva de Whöler) respecto a los ciclos contados mediante el algoritmo *Rainflow*, se puede estimar la pérdida de capacidad del sistema de almacenamiento, y por consiguiente, estimar su vida útil.

## Estrategias avanzadas de operación

El diseño de las estrategias de operación es otro de los procesos relevantes dentro de esta metodología. Estas estrategias pueden basarse en métodos básicos, como una estrategia basada en normas, pero también adoptando métodos más avanzados como los controles adaptativos o predictivos.

IK4-IKERLAN ha trabajado en el desarrollo de estrategias avanzadas basadas en un control predictivo, o *Model Predictive Control (MPC)*, que se han aplicado sobre un parque fotovoltaico con un sistema de almacenamiento para participar en los mercados diarios e intradiarios (Saez de Ibarra, 2016). Esta estrategia, teniendo en cuenta la predicción y generación real fotovoltaica, el estado de carga y salud del sistema de almacenamiento y lo previamente casado en los mercados eléctricos, calcula tanto el perfil de potencia requerido para operar el sistema de almacenamiento, como su participación en los mercados intradiarios. Esta estrategia considera los errores de predicción, ajustando el estado de carga y teniendo en cuenta la degradación causada por la operación del sistema de almacenamiento (Figura ). Estos cálculos se han realizado mediante un proceso de optimización.

Los resultados obtenidos bajo esta estrategia avanzada, y comparados respecto a controles sencillos basados en normas, muestran una menor sensibilidad frente a los errores de predicción fotovoltaica, además de considerar la operación del sistema de almacenamiento y la degradación que este sufre. De esta manera es posible mejorar el margen de beneficio económico de la planta fotovoltaica con almacenamiento, gracias a la reducción de los desvíos y a la inyección de la energía en las horas más rentables de cada día.

## CASO PRÁCTICO PARA IBERDROLA RENOVABLES

En una línea similar a la presentada en este documento IK4-IKERLAN e Iberdrola Renovables han desarrollado un proyecto durante el año 2016 para el desarrollo de una herramienta que facilite el análisis tecno-económico de la operación conjunta de sistemas de almacenamiento y sistemas renovables en mercados eléctricos.

En este proyecto, el objetivo ha sido el cálculo del dimensionamiento necesario para proporcionar los servicios de apoyo a la red, maximizando la rentabilidad de la inversión. La solución planteada ha sido el diseño de una herramienta, que integrando los modelos matemáticos del sistema de almacenamiento basado en baterías, ha permitido analizar diversas funcionalidades de apoyo a red sobre un conjunto de parques de generación eólica.

Como resultado la herramienta permite a Iberdrola Renovables evaluar la potencialidad de los sistemas de almacenamiento en distintos escenarios, tanto en el ámbito nacional como en otros mercados, abriendo nuevas posibilidades de negocio.

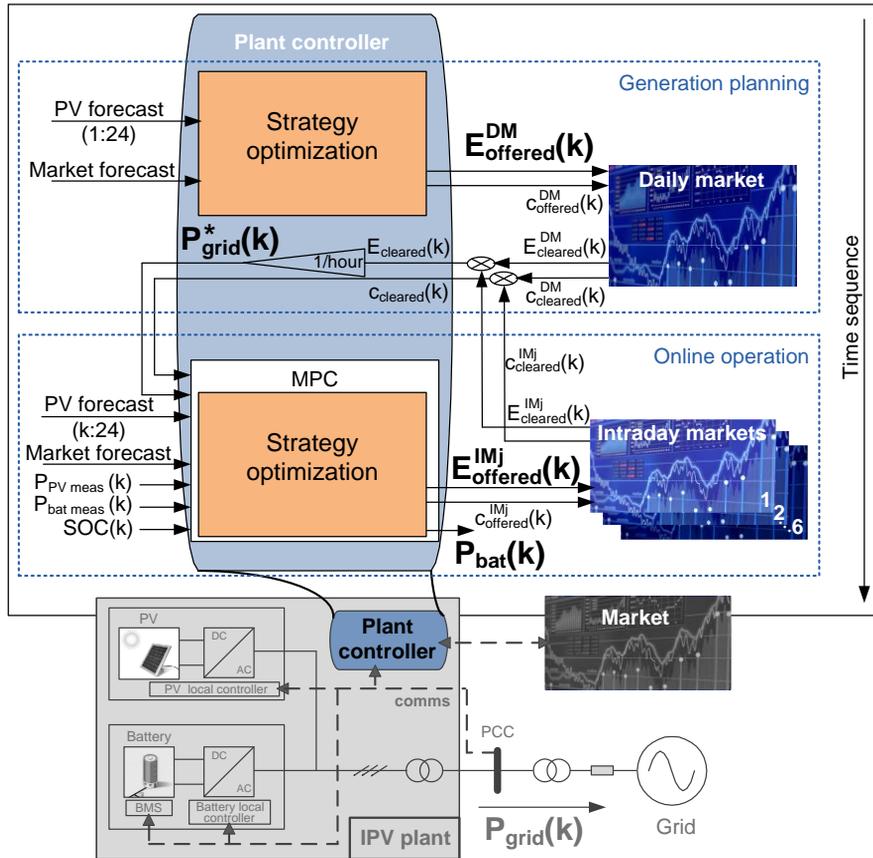


Figura 5. Estrategia de operación basada en Model Predictive Control, MPC (Saez de Ibarra, 2016).

## CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta una metodología de dimensionamiento y gestión de sistemas de almacenamiento para su apoyo a generación renovable y que permita la participación en los mercados eléctricos convencionales y de ajuste. Esta metodología hace uso de herramientas avanzadas de control y optimización que contemplan no solo el sistema de almacenamiento desde su punto de vista eléctrico, sino además, considerando los procesos de degradación sufridos por la operación de los mismos. La estrategia avanzada de gestión desarrollada está basada en un control predictivo y tiene como objetivo buscar el comportamiento óptimo para el conjunto renovable más almacenamiento que maximice la rentabilidad desde el punto de vista económico.

## REFERENCIAS

- <http://www2.nationalgrid.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=8589937157> (20/09/2017).
- <http://reneweconomy.com.au/vectorlg-chem-win-5mw-battery-storage-tender-for-alice-springs-12134/> (20/09/2017).
- <https://www.pv-magazine.com/2017/02/01/tesla-inaugurates-20-mw-80-mwh-battery-system-in-southern-california/> (20/09/2017).
- <https://www.theverge.com/2017/3/8/14854858/tesla-solar-hawaii-kauai-kiuc-powerpack-battery-generator> (20/09/2017).
- Andoni Saez de Ibarra. Optimal sizing and control of energy storage systems for the electricity markets participation of photovoltaic power plants. PhD thesis, Université Grenoble-Alpes, 2016.

# DESAFÍOS DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL DE REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN CON ALTA PENETRACIÓN DE RENOVABLES

**Javier Roldán Pérez**, Investigador postdoctoral, Instituto IMDEA Energía  
**Alberto Escalera Blasco**, Investigador predoctoral, Instituto IMDEA Energía  
**Alberto Rodríguez Cabero**, Investigador predoctoral, Instituto IMDEA Energía  
**Milan Prodanovic**, Jefe de Unidad, Instituto IMDEA Energía

**Resumen:** El auge de la generación distribuida ha modificado drásticamente el paradigma de operación de las redes eléctricas. Este gran avance ha generado nuevas oportunidades para la planificación, la operación y el control de la red, aunque también ha generado nuevos desafíos debido a que la complejidad del sistema ha aumentado. En este artículo se discuten cuatro aspectos relacionados con los retos actuales en estas nuevas redes de distribución. En primer lugar, se explican las nuevas oportunidades en la planificación de redes con alta penetración de renovables. En segundo lugar, se describen las técnicas de gestión activa para mejorar el uso de la energía. En tercer lugar, se describen los métodos de análisis dinámico como herramienta para evaluar la estabilidad de redes eléctricas. Finalmente, se explica la emulación de máquinas síncronas con convertidores electrónicos para mejorar los márgenes de regulación de frecuencia y tensión.

**Palabras clave:** Generación Distribuida, Fiabilidad, Análisis de Pequeña Señal, Máquinas Síncronas Virtuales

## INTRODUCCIÓN

Los recientes avances en los ámbitos de las comunicaciones, la electrónica de potencia y las tecnologías de generación renovable están cambiando el paradigma de operación de las redes eléctricas. Este nuevo modelo ofrece una oportunidad potencial de ofertar servicios adicionales de red, mejorar la fiabilidad o reducir los costes de operación. Como contrapartida, la complejidad de la red ha aumentado, lo que ha dado lugar a nuevos desafíos, tanto desde el punto de vista de la planificación, como en la operación y el control.

En esta comunicación se describen algunos de estos desafíos a los que se enfrenta la red eléctrica actual. Además, se proponen soluciones viables para resolver estos problemas, que son validadas mediante herramientas informáticas y en el laboratorio de microrredes de Instituto IMDEA Energía. En particular, se tratarán cuatro temas de actualidad, que abarcan desde la planificación de redes de distribución, pasando por la operación y el control de generadores distribuidos. En particular:

1. Se estudia la capacidad de los generadores distribuidos para restaurar el suministro eléctrico en caso de interrupciones del servicio (Brown&Freeman, 2001). Se trata con especial énfasis el uso de generadores renovables y sistemas de baterías. Se utiliza una metodología para evaluar el impacto potencial de restaurar el suministro con estos métodos alternativos. Esta herramienta se utiliza para analizar un caso real de una red de distribución de media tensión.
2. La gestión activa de redes de distribución es una alternativa eficiente y segura para la operación con una alta penetración de renovables. En esta comunicación se utiliza una arquitectura basada en la operación coordinada de elementos controlables de la red, tales como bancos de condensadores, transformadores con tomas regulables, generadores distribuidos, sistemas de almacenamiento de energía, etc. La operación coordinada de todos estos elementos permite garantizar la seguridad de la red a la vez que se maximiza la integración de energía renovable o se minimiza el coste de la energía suministrada. Debido a la complejidad del problema, es necesario recurrir a herramientas de optimización.
3. Las fuentes de generación renovable, así como otros generadores de última generación, están basados en convertidores de electrónica de potencia. Estos convertidores permiten una operación flexible, pero su dinámica es rápida, por lo que pueden surgir problemas de interacción cuando muchos de ellos están conectados a una misma red. Para asegurar el funcionamiento de redes eléctricas con alta penetración de convertidores electrónicos es necesario realizar análisis de estabilidad que confirmen su viabilidad. En esa comunicación, se muestra un procedimiento matemático para analizar redes con alta penetración de convertidores. Los resultados teóricos se contrastan con resultados experimentales.
4. Muchos generadores renovables están conectados a redes de distribución con una impedancia de cortocircuito baja (redes débiles). Es hecho complica el control de la red, que ya que los sistemas de distribución no están pensados para albergar un sistema de generación. Para simplificar la integración de estos generadores, se suele

plantear que los convertidores emulen el comportamiento de máquinas rotativas. En este trabajo, se plantearán las problemáticas surgidas de utilizar estos métodos de control. Se mostrarán los resultados experimentales de un generador renovable que emula el comportamiento de una máquina síncrona.

## ASPECTOS DE FIABILIDAD EN LA PLANIFICACIÓN DE REDES

Las fuentes de generación distribuida se pueden utilizar para mejorar la continuidad del suministro. Para ello, se pueden emplear herramientas capaces de estimar los índices de continuidad del mismo, tales como el TIEPI y el NIEPI. Para su análisis, se requiere desarrollar nuevas herramientas que evalúen el impacto de estas nuevas tecnologías.

En esta comunicación se utiliza una herramienta capaz de estimar el impacto de la generación distribuida y el almacenamiento de energía sobre la continuidad del suministro. En concreto, se evalúa la capacidad de estos elementos para restaurar el suministro interrumpido por faltas en la red. La generación distribuida renovable y la demanda son evaluadas teniendo en cuenta su variabilidad temporal (Zou et al., 2014). La estrategia de restauración que se aplica trata de evitar interrupciones repetitivas de los consumidores frente a fluctuaciones en la generación y la demanda. El almacenamiento de energía se utiliza para apoyar a la generación renovable cuando esta no es capaz de satisfacer la demanda.

En la literatura, se suelen utilizar métodos probabilísticos basados en simulaciones para estimar la contribución de la generación renovable y el almacenamiento. Sin embargo, estos métodos presentan tiempos de computación elevados, demorando las tareas de planificación de la red. Para este trabajo, se ha utilizado un método analítico que permite reducir significativamente los tiempos de computación.

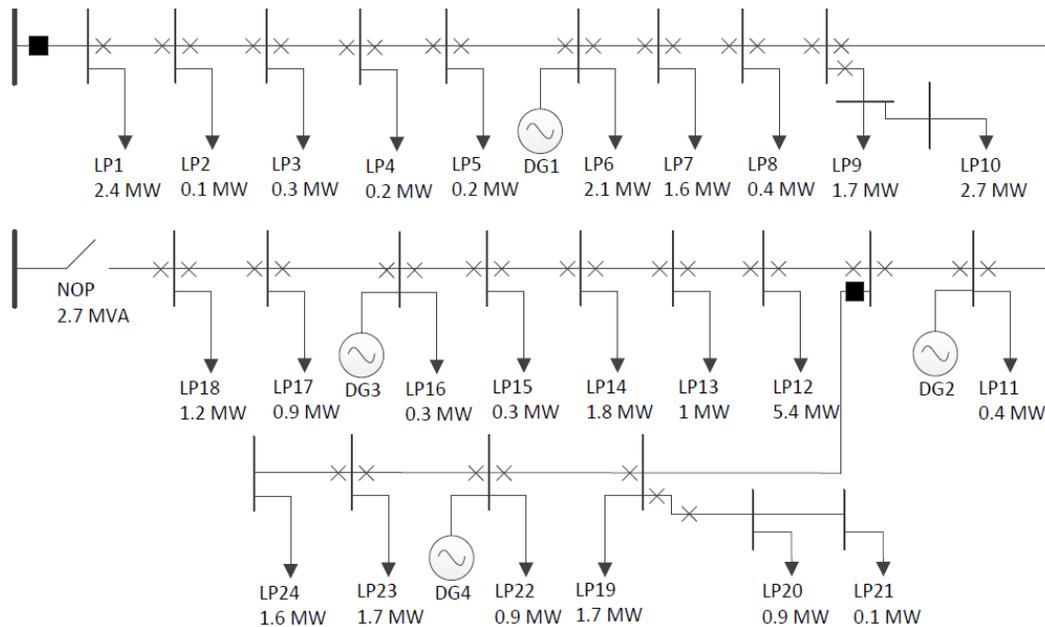


Figura 1. Red de distribución bajo estudio. A la red original se le ha añadido generación renovable y baterías.

La metodología propuesta se ha aplicado a una red eléctrica de distribución de 15 kV mostrada en la Figura 1. Originalmente, la red no tenía generación distribuida, que se añadió posteriormente. El impacto sobre la fiabilidad de los generadores distribuidos se ha evaluado para los escenarios mostrados en la Figura 2. Se puede observar que la generación distribuida mejora sustancialmente la fiabilidad de la red. El TIEPI de la red original era de 7.36, y decrece hasta 2.02 cuando se llega a un nivel de integración de generación distribuida del 100 % de la demanda pico anual. Para el caso de generación distribuida eólica, la variabilidad del recurso da lugar a una menor capacidad de restauración del servicio que en el caso de generación convencional, presentando valores de TIEPI de 2.75 para una penetración del 100 %. La integración de sistemas de baterías contribuye a mejorar la capacidad de restauración de la energía eólica. La máxima contribución se da para una penetración de generación renovable del 75%, reduciendo el

TIEPI en 0.8 con respecto al mismo caso sin baterías. Los resultados también muestran la importancia de un correcto dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento.

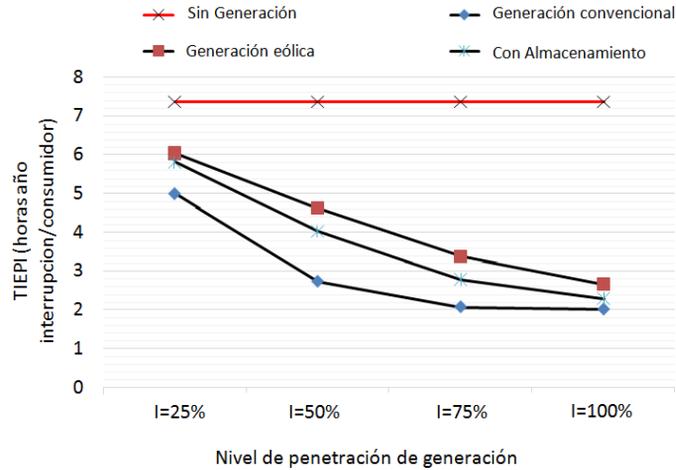


Figura 2. TIEPI obtenido para diferentes niveles de penetración renovable, con y sin almacenamiento eléctrico.

## GESTIÓN ACTIVA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

La gestión activa de redes de distribución es una alternativa eficiente y segura para la operación bajo una alta penetración de renovables. Esta solución propone una nueva arquitectura basada en la operación coordinada de elementos controlables en la red tales como bancos de condensadores, transformadores con cambios de tomas, generadores distribuidos con control de potencia activa y reactiva, etc. La operación coordinada de todos estos elementos permite garantizar la seguridad de la red a la vez que se maximiza la integración de energía renovable o se minimiza el coste de la energía suministrada.

A continuación, se muestran un ejemplo simplificado de la formulación propuesta para operar una red de distribución a lo largo de un día. La red bajo estudio tiene generación distribuida controlable, transformadores con tomas y almacenamiento de energía. La función objetivo, indicada en (1), pretende determinar la potencia de los generadores distribuidos ( $P_g(t)$ ), de las subestaciones de distribución ( $P_{sd}(t)$ ) y de los sistemas de almacenamiento ( $P_{ae}(t)$ ) que minimizan el coste total en un día:

$$\min \sum_t \left( \sum_{g=1}^{g_n} c_g(P_g(t)) + \pi_t \sum_{sd=1}^{sd_n} P_{sd}(t) + \pi_t \sum_{ae=1}^{ae_n} P_{ae}(t) \right) \quad (1)$$

Sujeto a:

- Modelo de la red (flujos y tensiones).
- Límites de potencia y tensión de la red.
- Límites de potencia activa y reactiva de los generadores distribuidos.
- Límites de los transformadores con tomas.
- Modelo de almacenamiento de energía.

La variable  $t_n$  representa los intervalos a lo largo de un día,  $g_n$  el número de generadores distribuidos en la red,  $c_g(P_g(t))$  es el coste de generación en función de su potencia,  $sd_n$  es el número de subestaciones en la red de distribución y  $\pi_t$  el precio de la electricidad en el instante  $t$ .

En la Figura 3 se muestra un ejemplo de planificación de la generación y la carga/descarga del almacenamiento de energía a lo largo de un día. Esta operación se realiza con el fin de optimizar la función objetivo, mientras se garantiza el correcto funcionamiento de la red.

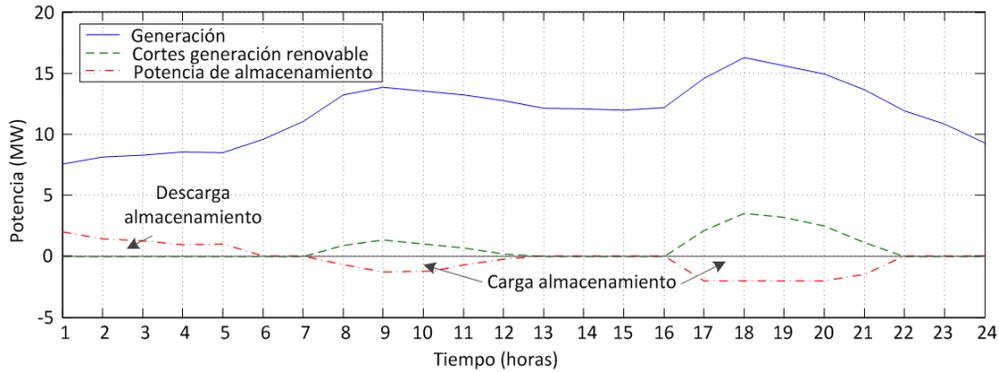


Figura 3. Ejemplo de la distribución activa de la generación para un día (incluye almacenamiento y generación distribuida).

### ANÁLISIS DE PEQUEÑA SEÑAL

Existen principalmente dos estrategias para analizar la estabilidad de pequeña señal de redes eléctricas (Amin&Molinas, 2017): los métodos basados en la impedancia y los métodos basados en el análisis de autovalores. La estabilidad basada en el método de impedancias es útil para diseñar los sistemas de control de convertidores electrónicos, pero no permite evaluar la estabilidad global de un sistema eléctrico (Chen et al., 2017). Por otra parte, los métodos basados en autovalores permiten evaluar la estabilidad global un sistema eléctrico linealizado. Este proceso puede resultar tedioso ya que se debe verificar la estabilidad en todos los posibles puntos de operación. Además, este método no da información en el dominio de la frecuencia, por lo que no se puede utilizar la predicción de modos de oscilación.

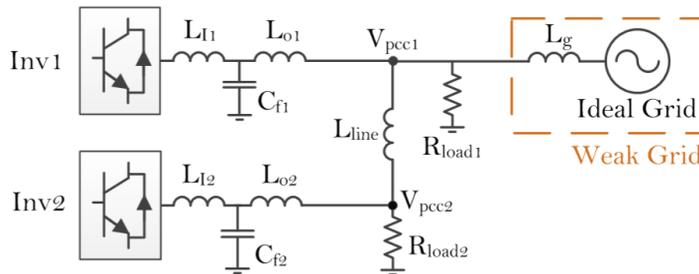


Figura 4. Diagrama eléctrico de una red de distribución con convertidores de electrónica de potencia.

En este trabajo, se ha realizado un análisis de pequeña señal para evaluar la robustez de dos convertidores conectados a una red débil ( $L_g$ ). El esquema eléctrico se muestra en la Figura 4. La Figura 5 muestra la trayectoria de los autovalores cuando  $L_g$  varía entre 250 mH y 6500 mH. Cuando la impedancia crece, algunos autovalores de media y baja frecuencia se mueven hacia la región inestable, poniendo en peligro la estabilidad del sistema. Este análisis sirve para verificar la robustez de un sistema frente a cambios en  $L_g$ , así como los márgenes de estabilidad. De esta manera, este tipo de análisis se puede utilizar tanto en la etapa de planificación de la red, como para evaluar escenarios problemáticos de redes actuales.



síncrona virtual reduce la potencia activa inyectada. Este comportamiento se debe a la característica frecuencia/potencia de la máquina virtual.

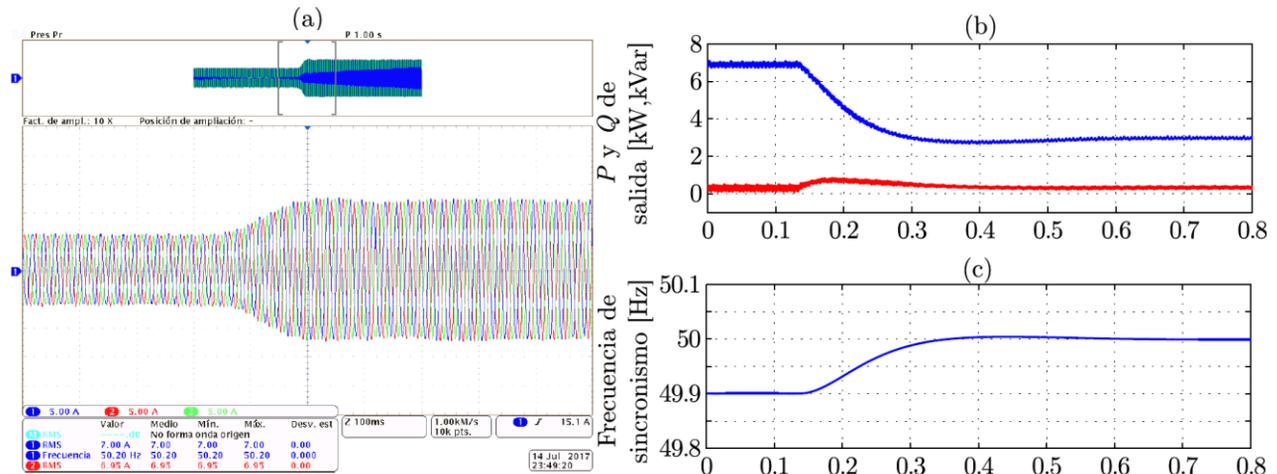


Figura 7. Resultados experimentales de una máquina síncrona virtual Escalón de la frecuencia de la red.

## CONCLUSIONES

En este trabajo se han mostrado los desafíos de planificación y control de redes eléctricas con alta penetración de renovables. En primer lugar, se han descrito la planificación de redes para optimizar los índices de calidad del suministro. En segundo lugar, se ha tratado la gestión activa de redes. Se muestra que este tipo de operación mejora el uso de los recursos renovables. En tercer lugar, se han mostrado las herramientas para realizar el análisis dinámico de redes eléctricas. Con estas técnicas, se puede extraer información para garantizar el funcionamiento de la red. Finalmente, se ha mostrado como un convertidor puede emular una máquina síncrona virtual. Los resultados mostrados forman parte de proyectos de investigación actuales y que se encuentran en fases avanzadas de desarrollo.

## AGRADECIMIENTOS

El laboratorio de microrredes del Instituto IMDEA Energía ha sido financiado por el proyecto regional de la Comunidad de Madrid, PRICAM.

## REFERENCIAS

- M. Amin y M. Molinas, "Small-signal stability assessment of power electronics based power systems: A discussion of impedance- and eigenvalue-based methods," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2017.
- R. E. Brown y L. A. A. Freeman, "Analyzing the reliability impact of distributed generation," Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 2, July 2001, pp. 1013–1018.
- X. Chen, Y. Zhang, S. Wang, J. Chen, y C. Gong, "Impedance-Phased Dynamic Control Method for Grid-Connected Inverters in a Weak Grid," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 32, no. 1, pp. 274–283, 2017.
- F. Huerta, J. K. Gruber, M. Prodanovic, and P. Matatagui, "Power hardware-in-the-loop test beds: evaluation tools for grid integration of distributed energy resources," IEEE Industry Applications Magazine, vol. 22, no. 2, pp. 18–26, March 2016.
- Q. C. Zhong and G. Weiss, "Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267, April 2011.
- K. Zou, A. P. Agalgaonkar, K. M. Muttaqi, y S. Perera, "An analytical approach for reliability evaluation of distribution systems containing dispatchable and nondispatchable renewable dg units," IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 5, no. 6, pp. 2657–2665, Nov 2014.

# OPERACIÓN OPTIMIZADA DE UNA MICRORRED URBANA: PREDICCIÓN, FLEXIBILIDAD Y CONTROL SCADA EN TIEMPO REAL SOBRE TECNOLOGÍAS WEB DE ÚLTIMA GENERACIÓN

Jesús Torres Tenor, Integración TIC, Fundación CIRCE

Hans Bludszweit, Estudios de Red y Smart Grids, Fundación CIRCE

Gregorio Fernández Aznar, Estudios de Red y Smart Grids, Fundación CIRCE

Miguel Ángel Oliván Monge, Integración TIC, Fundación CIRCE

Inmaculada Prieto Borrero, Técnico Superior de Distribución, Endesa Distribución

Amador Gómez López, Gestor de Proyecto Global Infrastructures and Networks, Enel Iberia

**Resumen:** Presentación del diseño del control de una microrred con generación fotovoltaica y eólica, iluminación vial y almacenamiento de energía, en el entorno urbano Smart Grid de Málaga, dentro del proyecto H2020 Flexiciency. Existe una doble meta técnica: introducir servicios de flexibilidad con métodos predictivos y desarrollar un SCADA –*Supervisory Control and Data Acquisition*– adecuado a las últimas tecnologías web. Para ello se usa Gnoga, librería gráfica de lenguaje Ada – control de sistemas críticos–, que ofrece visualización gráfica libre, acceso remoto independiente del cliente y ciberseguridad. Se superan así los límites de las soluciones locales previas y es posible el funcionamiento integral del sistema de información (control y algoritmos). Existe además el reto de actualizar la red de control previa, no apta para el volumen de datos Smart Grid

**Palabras clave:** Microrred, Flexibilidad, SCADA, Gestión de Demanda, Smart Grid, Ada, Tiempo Real, Control, Integración de Renovables, Predicción

## INTRODUCCIÓN

La red Smart City Málaga, auspiciada por el ayuntamiento de la ciudad y Endesa, supone uno de los demostradores más relevantes de tecnología Smart Grid en un escenario urbano real. Sus infraestructuras (generación renovable, carga de vehículo eléctrico, automatización de la red de MT, integración de microrredes, etc.) acogen actividades de innovación a la vanguardia del sector.

En este marco tiene lugar, en la segunda mitad de 2017, la fase de demostración del proyecto Flexiciency, cuyo objetivo es la validación de servicios novedosos en los mercados de distribución y comercialización de energía. Con esta meta se llevan a cabo desarrollos que consisten en monitorización de última generación, control local y mecanismos de flexibilidad. Está financiado por el programa H2020 y ejecutado por un consorcio internacional de 18 socios.

En una iniciativa privada aprovechando estas infraestructuras, CIRCE y Enel-Endesa están diseñando la automatización de una microrred real. Situada en el Paseo Marítimo Antonio Banderas de Málaga, agrupa paneles de generación fotovoltaica, aerogeneradores, iluminación urbana inteligente y sistemas de almacenamiento de energía. El propósito innovador es doble: lograr una gestión en tiempo real que proporcione optimización energética con servicios auxiliares y desarrollar y validar un concepto de sistema SCADA de nueva generación, basado en librerías de código abierto para sistemas críticos y comunicación web segura.

La operación optimizada de la microrred se sustenta por unos algoritmos de predicción de precio, consumo y generación que utilizan datos de fuentes externas (mercado, clima) e internas (sensores de la instalación). Se calculan de forma cíclica y se actualizan con una resolución de quince minutos. Para dar soporte a esta optimización se requiere una arquitectura de sistemas adecuada para la gestión de los datos y el acceso a la plataforma de cálculo en la nube. Los servicios avanzados para entornos interconectados de la Smart Grid requieren explorar nuevas aplicaciones SCADA. Los principales retos residen en los requisitos de actuación en tiempo real, en el cada vez más elevado volumen de datos y en su visualización de forma orgánica y remota. El camino natural de estas soluciones pasa por las tecnologías web, con ejemplos cada vez más numerosos en la literatura (*Pietrowicz et al., 2015*).

Todo ello se sustenta en las mejoras ofrecidas por la evolución reciente de estas tecnologías, como HTML5 (representación dinámica sin requisitos de instalación en el cliente) o el protocolo WebSocket, que supera las trabas del esquema clásico de las comunicaciones web al permitir a los servidores mantener activa la conexión con el cliente. Esto los habilita para el envío de información asíncrono sin una petición expresa.

Tras este resumen, haremos ahora una breve descripción de la microrred y las condiciones generales del proyecto, seguida de una panorámica técnica de los componentes principales del sistema. Finalmente, se incluye el resumen de las conclusiones y aportaciones más relevantes.

## DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO

La microrred incluye elementos de energía renovable y la electrónica de control asociada: 10 aerogeneradores de eje vertical, 9 de 600 W y 1 de 4 kW, y generación solar repartida en 4 pérgolas, 2 de 3 kW y 2 de 1.5 kW. También hay 4 farolas con capacidad de generación solar de 475 W cada una. Hay también un cargador de vehículo eléctrico y baterías de 1000 Ah de capacidad. Todo se conecta a un bus de 48 VDC gobernado por tres inversores que coordinan el flujo de potencia para consumir de la red o de los recursos propios. La electrónica renovable se conecta al bus agrupada en varios reguladores MPPT –Maximum Power Point Tracking–.

La red de control actual emplea comunicaciones Modbus agrupadas en un concentrador conectado a un autómata programable. El elevado número de elementos hace que el dispositivo esté sobrecargado y el ciclo de lectura completo de todos los parámetros ascienda a 20 segundos, cifra elevada a efectos de automatización local. Se va a modificar esta fase de lectura priorizando parámetros y utilizando información preprocesada, como las curvas de los aerogeneradores, para mejorar el rendimiento.

La renovación del SCADA y el control consiste en un desarrollo software completo, desplegado en un ordenador instalado en la sala de control de la microrred. La figura 1 muestra el diagrama unifilar creado para la nueva representación, ya adoptando la nueva librería gráfica, cuyas ventajas se exponen a lo largo del artículo.

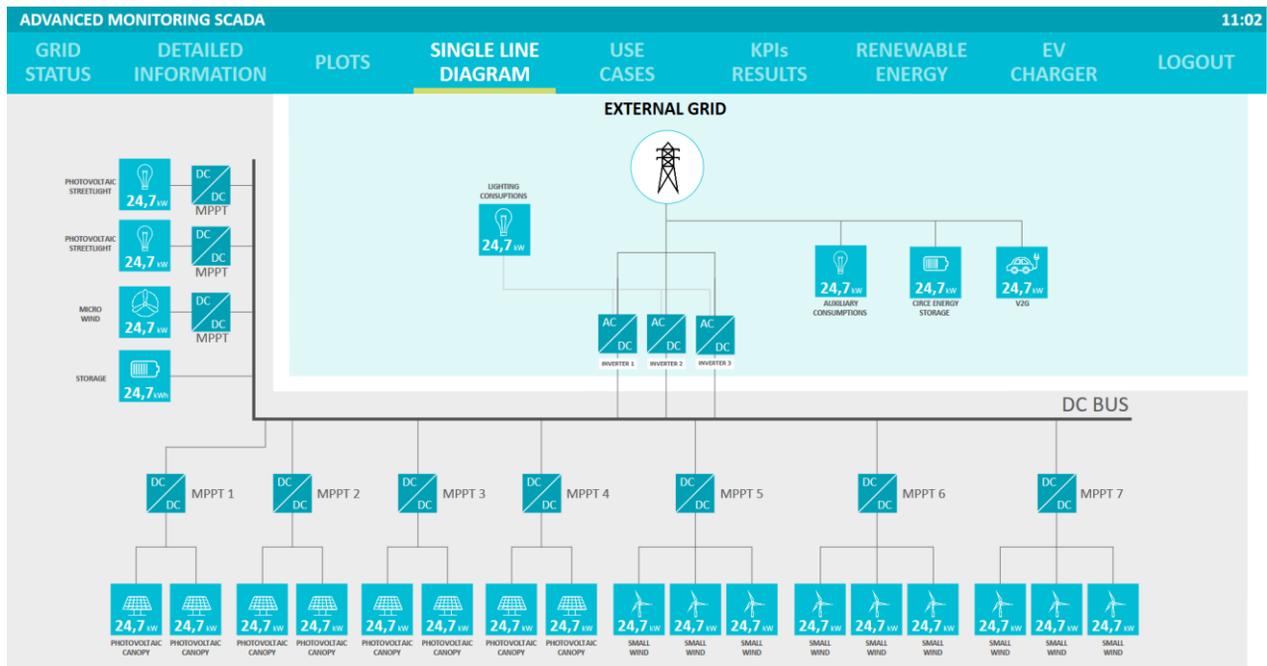


Figura 1. Diagrama unifilar de la microrred de Málaga en una captura de pantalla del nuevo SCADA.

## MATERIAL Y MÉTODOS

Dadas la situación inicial descrita y las necesidades de interconexión (de naturaleza doble, con el sistema de optimización y con otras instalaciones del entorno), la arquitectura de la solución en términos de comunicaciones y gestión de la información resulta fundamental. Su descripción se presenta en primer lugar dentro de este apartado, con el fin de (i) introducir la aproximación novedosa del SCADA, (ii) la implementación del modelo de optimización y (iii) las ventajas de este planteamiento, también discutidas en el apartado de conclusiones. Los detalles sobre los algoritmos subyacentes se relatan después.

## Arquitectura de comunicaciones y base tecnológica del SCADA

La situación idónea busca que el nuevo SCADA de la microrred, aparte de proporcionar una visualización adecuada de la instalación, se integre en el modelo general de servicios del proyecto Flexiciency. Como se ha relatado, dicho modelo se basa en dos niveles: los algoritmos centrales donde reside el núcleo de la inteligencia y la ejecución local de las operaciones.

Por lo tanto, es necesaria una solución que proporcione la monitorización gráfica propiamente dicha, capture y gestione datos y se comunique con la plataforma central. La implementación física se ha basado en esta primera etapa en un PC desplegado en la sala de control de la microrred, por su mayor flexibilidad para combinar todas las funciones expuestas y facilitar los primeros desarrollos de software. La arquitectura de comunicaciones resultante se ilustra en la siguiente figura:

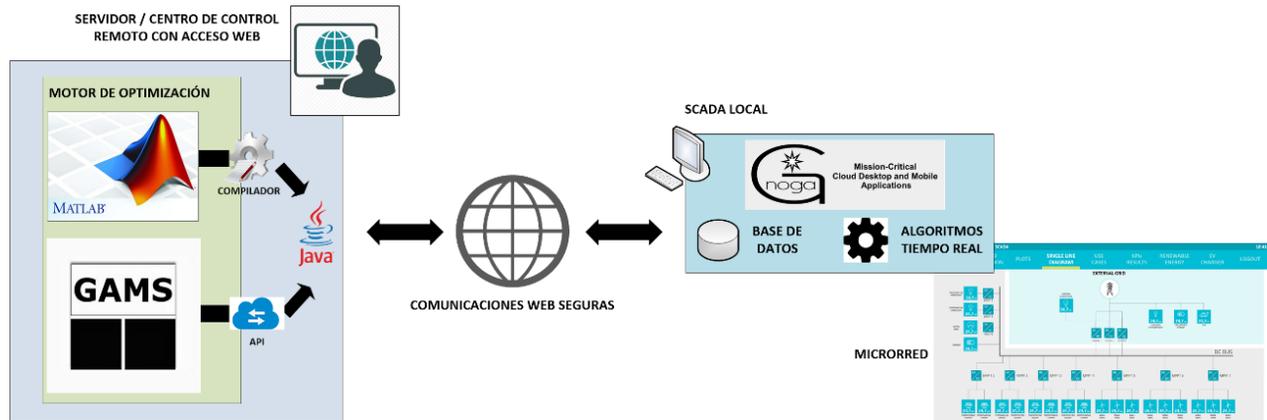


Figura 2. Arquitectura de comunicaciones del nuevo sistema, con interconexión del SCADA y la plataforma central.

El ordenador de la microrred (SCADA local en la figura) recoge y almacena la información de los dispositivos de campo, incorpora toda la programación (gestión de datos y algoritmos de tiempo real) y genera la interfaz gráfica. Dispone de una tarjeta serie integrada en el PC para conectar a la red Modbus local y de comunicación internet para el enlace con el sistema central.

Se ha desarrollado el canal de comunicaciones necesario para cada herramienta de cálculo empleada para que la plataforma sea accesible de forma remota. El módulo Matlab Compiler genera bloques de código Matlab adaptados a su incorporación en servidores web. GAMS, por su parte, ofrece un canal de comunicaciones directo en lenguaje Java. Esto permite la transmisión de los resultados de los algoritmos de optimización a la microrred, donde se ejecuta el control en tiempo real derivado.

Con este esquema completo de integración en plataformas Smart Grid, para el software SCADA de la microrred se ha escogido una base tecnológica compuesta por el lenguaje Ada y la librería Gnoga. Ada proporciona código robusto óptimo para sistemas de control, dadas sus capacidades de programación en tiempo real y para sistemas críticos (*Burns and Wellings, 2007*). La visualización y consulta de datos usa Gnoga, un entorno de desarrollo para Ada que permite generar aplicaciones modernas, tanto web como nativas, con el esquema modelo-vista-controlador, que busca separar y asegurar los procesos básicos.

En el diseño del SCADA pueden distinguirse tres elementos: el control de dispositivos, el almacenamiento de datos y la muestra de datos al usuario. El control de dispositivos ha sido implementado con requisitos de tiempo real, evitando llamadas al sistema y latencias de comunicaciones por red innecesarias. Se emplean recursos de Ada que aseguran la ejecución constante y en tiempo del ciclo de código principal (lectura y control de la electrónica en este caso) y la disponibilidad de los datos o consignas recibidos del exterior a través del acceso directo a memoria. Esta prestación también asegura la actualización inmediata de la información enviada al exterior y estabilidad contra accesos múltiples simultáneos.

El uso de Gnoga permite integrar la visualización y consulta de datos por el usuario íntimamente en el mismo proceso que el control. Además, provee herramientas para el uso de tecnologías web avanzadas como HTML5 (*web 1*) y WebSocket (*web 2*), que han supuesto un salto cualitativo para la interactividad de las aplicaciones web. La primera de ellas posibilita la representación gráfica común independiente de las herramientas del cliente. La segunda, por su parte, es una mejora del modelo cliente-servidor: permite que los servidores mantengan activa la conexión, lo que posibilita que envíen información de modo asíncrono sin una petición expresa, algo imprescindible en aplicaciones de monitorización.

## Estructura y funcionamiento general de los algoritmos de predicción y optimización

El objetivo de los algoritmos es obtener un programa de operación de la microrred que minimice el coste energético, mediante dos fases de procesamiento y ejecución. La primera se compone de cálculos cada 15 minutos en el sistema central para definir la planificación óptima. En la segunda, el control local –de la microrred en este caso– transforma estas directrices en consignas de tiempo real sobre la instalación.

Como se puede ver en la figura 3, el programa de la primera etapa cubre las próximas 72 horas en pasos de 15 minutos y refleja para cada componente gestionable de la microrred el régimen de funcionamiento que minimiza el coste de consumo. Para ello se emplea la siguiente información:

- **Información estacional:** datos fijos o de variación ocasional. Destacan como ejemplo las características de los equipos (potencia de inversores, capacidad de sistemas de almacenamiento, potencia de sistemas de generación, etc.).
- **Predicciones:** la optimización buscada para las próximas 72 horas necesita conocer la demanda que habrá que satisfacer, los recursos disponibles y los costes de operación del sistema.

Una vez conocidos o calculados todos los datos considerados, se lanza el proceso de optimización (*Optimization module* en la Figura 3). Esta parte se ha desarrollado con el sistema de modelado comercial GAMS, que permite manejar problemas complejos y de grandes dimensiones. El motor de cálculo empleado es CPLEX, muy apropiado para este escenario por su alta velocidad de respuesta.

Los datos estacionarios se introducen en la configuración del sistema y se actualizan únicamente cuando las características reflejadas cambian, como por ejemplo el aumento de potencia en los generadores fotovoltaicos, cambio de baterías o cambios en el contrato de acceso a red. Las predicciones se gestionan de forma más dinámica y cubren tres frentes principales:

- **Predicciones meteorológicas:** anticipan la generación solar y eólica a partir de la información de la web de AEMET. El servidor descarga automáticamente previsiones de radiación solar y velocidad y dirección del viento para la ubicación de la microrred, datos que se combinan con las medidas reales almacenadas. Añadiendo la información de generación disponible (datos históricos y estacionarios) se obtiene una predicción de la generación en la microrred.
- **Consumos no gestionables:** Se trata de los que el sistema de control no puede modificar, como la carga de vehículo eléctrico. Al estimarlos es posible ajustar en consecuencia la operación local, para por ejemplo tomar la decisión de consumir energía de la red frente a usar el sistema de almacenamiento local. Se obtienen aplicando métodos estadísticos a las medidas reales de demanda registradas y almacenadas en la microrred.
- **Precio de la energía proveniente de la red:** Parte de estos precios se conocen con exactitud, los publicados diariamente por OMIE como resultado de las casaciones de mercado. Se completan con pronósticos a partir de los datos históricos. Finalmente, se matizan los datos con otros componentes, como el mercado intradiario o pagos por capacidad.

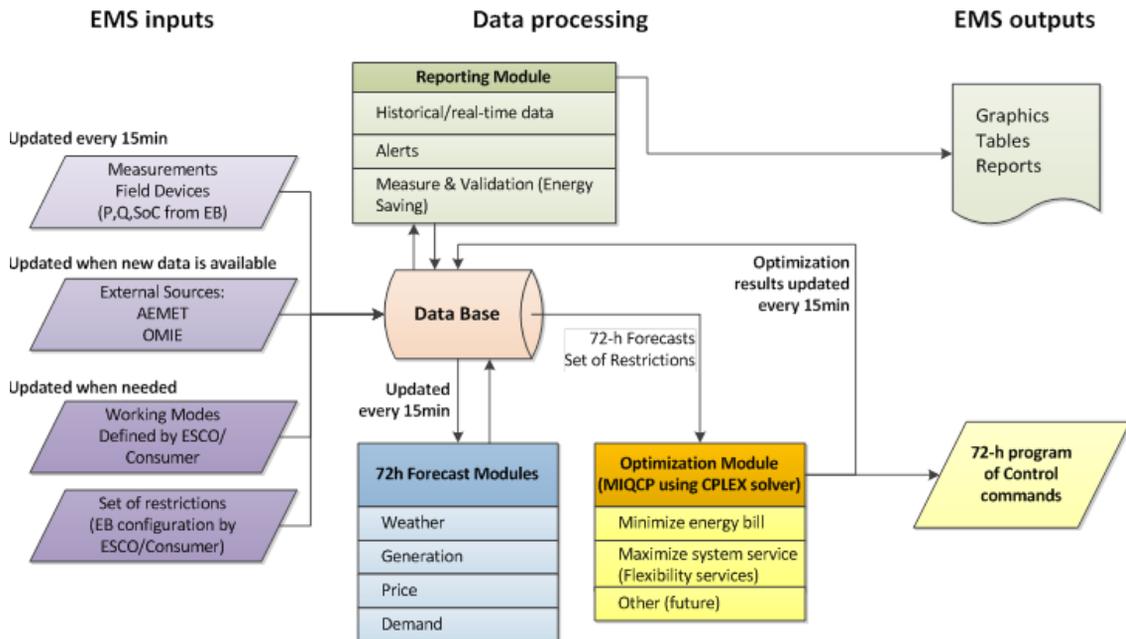


Figura 3. Estructura de los algoritmos del sistema de gestión de energía.

El problema de minimización es cuadrático o QCP, *Quadratic Constraint Programming*. Considera coste energético de mercado, coste de uso del almacenamiento local, ingresos por venta de energía a la red, costes de los peajes de potencia y penalización por uso de las baterías a potencia elevada, para alargar su vida útil. También introduce restricciones como el flujo de potencias en el sistema y parámetros del acceso a red (potencia máxima o posibilidad de venta de energía).

### Servicios de flexibilidad

Aparte del servicio al cliente de minimizar el coste del consumo o la factura, una microrred puede dar valor añadido a la red mediante servicios de flexibilidad, aumentando o reduciendo su demanda –en potencia activa y reactiva– según consignas externas procedentes del operador de distribución.

Establecido el algoritmo para optimizar el coste de consumo de la microrred, la atención a estas peticiones de flexibilidad puede lograrse con restricciones adicionales. Se consideran diferentes desviaciones del punto óptimo económico reflejadas en curvas de coste que las ilustran en función de la energía flexible (*De Coninck and Helsen, 2016*). Una microrred es interesante a tal efecto, ya que presenta un comportamiento no lineal (Figura 4), donde desviaciones pequeñas son más baratas por unidad de energía. Por ejemplo, cambios significativos pueden requerir el encendido o apagado de equipos con cierta penalización de coste, mientras que variaciones pequeñas se pueden gestionar de forma más sencilla, como la carga/descarga de baterías.

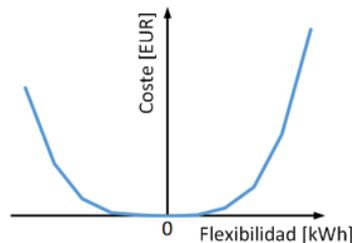


Figura 4. Ejemplo de curva de coste no lineal para el servicio de flexibilidad.

Así, el plan de gestión óptima para 72 horas puede complementarse con la disponibilidad de flexibilidad notificar con antelación al operador de la red la flexibilidad disponible prevista con su coste y surgen dos servicios potenciales básicos:

- **Regulación de tensión:** la impedancia de las líneas de distribución es resistiva, así que el control de tensión se puede conseguir regulando la potencia activa y reactiva. La microrred recibe consignas para este control según la disponibilidad ofertada y el SCADA hace un seguimiento en tiempo real del nivel de tensión, ajustando la demanda agregada para estabilizarlo.
- **Regulación de frecuencia:** de forma análoga, el SCADA responde a las consignas de potencia del operador controlando en tiempo real la demanda en función del desvío de frecuencia detectado.

En el segundo caso, la regulación de potencia no tendrá un efecto directo sobre la frecuencia de la red, ya que la potencia de esta instalación es relativamente pequeña y el bucle de control no tiene una realimentación fuerte como en una red aislada. Sin embargo, el control puede reaccionar en cuestión de segundos cuando el problema se haya resuelto. Además, este modelo se puede extender con la operación agregada de microrredes similares para tener una influencia significativa en la estabilización de la frecuencia.

## CONCLUSIONES

Con el objetivo inicial de renovar un SCADA con una interfaz gráfica de capacidades reducidas, se decidió acometer un desarrollo basado en tecnologías de control en tiempo real con integración web. Aunque el retardo y las tasas de error no controlables de las comunicaciones internet exigen más investigación o redes específicas para la operación de la Smart Grid, este despliegue demuestra que ya están en condiciones de aportar una solución adecuada y ventajosa para monitorización y control. El software desarrollado integra la adquisición de datos de campo, el control local en tiempo real y la monitorización. La representación gráfica es totalmente personalizable, ya que toma cualquier imagen en formato SVG, uno de los más comunes en diseño gráfico, y ubica en ella datos o medidas de campo con total libertad. La incorporación de técnicas estándar de ciberseguridad y control de acceso es inmediata y transparente (se implementará el protocolo seguro HTTPS en la puesta en marcha).

Por lo tanto, esta tecnología supera barreras típicas de las aplicaciones nativas SCADA, como una personalización de la interfaz limitada a la librería disponible de cada herramienta, ausencia de acceso remoto multiusuario simultáneo y dificultades de implementar comunicaciones con plataformas centrales para la operación en tiempo real y el intercambio de datos. En este sentido, la nueva solución permite integrar la microrred con la arquitectura para funciones avanzadas del proyecto Flexiciency. Por ello, se aprovecha el artículo para presentar los algoritmos de optimización desarrollados por CIRCE y las opciones derivadas de servicios de flexibilidad a la red. La arquitectura de dos niveles resumida en la Figura 2 promete ser idónea: aunque la tendencia apunte a peticiones horarias por parte del operador de red, el control de los dispositivos debe hacerse mucho más rápidamente para compensar efectos de inestabilidad que pueden surgir en cuestión de segundos, como oscilaciones de frecuencia o variaciones de tensión. Todo este modelo será probado y validado en el escenario Smart Grid real del entorno urbano de Málaga, validando sus resultados a partir del último trimestre de 2017.

## REFERENCIAS

- Burns & Wellings, *Concurrent and Real-Time Programming in Ada*. C.U. Press, 2007.
- RDe Coninck and Helsen, "Quantification of flexibility in buildings by cost curves - Methodology and application," *Applied Energy*, vol. 162, no. Supplement C, pp. 653–665, 2016.
- Pietrowicz, Falchuk, Kolarov & Naidu, 2015 IEEE International Conference on Information Reuse and Integration. Web-Based Smart Grid Network Analytics Framework.
- Web 1: introducción a HTML5: [https://www.w3schools.com/html/html5\\_intro.asp](https://www.w3schools.com/html/html5_intro.asp)
- Web 2: WebSockets: <https://www.html5rocks.com/es/tutorials/websockets/basics/>

## TÉCNICAS DE ANÁLISIS *POST-MORTEM* PARA UN ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO EFICIENTE

**Emilie Bekaert**, Responsable Línea Post-mortem, CIC energiGUNE

**Lide Rodriguez**, Coordinadora Tecnología EES, CIC energiGUNE

**Daniel Bielsa**, Coordinador Tecnología TES, CIC energiGUNE

**Raquel Ferret**, Dirección Desarrollo de Negocio, CIC energiGUNE

**Nuria Gisbert**, Dirección General, CIC energiGUNE

**Resumen:** Las baterías y los supercondensadores están cambiando las reglas del juego. Sin embargo, para aplicaciones de SmartGrids todavía no existe una tecnología óptima. Los sistemas de almacenamiento son activos de red que hay que conocer para su mejor explotación. Es por esto que se requiere un mejor entendimiento de las baterías y los supercondensadores de cara a su mantenimiento preventivo y predictivo. Es ahí donde entran las técnicas post-mortem. El análisis "post-mortem" permite llevar a cabo un análisis detallado de la vida de dicha batería, desde su fabricación, almacenamiento y explotación. Así mismo permite llevar a cabo recomendaciones futuras para la mejor gestión de activos. CIC energiGUNE tiene uno de los equipos post-mortem más potentes a nivel mundial. Gracias a este tipo de análisis, se pueden determinar los efectos que causan aspectos como la morfología de los electrodos, química o pureza del electrolito, entre otros, y que permitan seleccionar la batería o condensador adecuados a cada aplicación. El post-mortem permite, además conocer los mecanismos de envejecimiento de la celda a través del desensamblado y caracterización de los materiales tras su uso. Supone por tanto para los usuarios la clave que abrirá las puertas a soluciones muy competitivas. La presente comunicación presentará distintos ejemplos de caso de análisis con estas técnicas.

**Palabras clave:** Almacenamiento Energético, Baterías, Supercondensadores, Mantenimiento Predictivo-preventivo, Investment Deferral, Generación Distribuida

### INTRODUCCIÓN

Prácticamente desde que se descubrió la electricidad, se ha estado buscando la manera de almacenarla para consumirla a demanda. La realidad es que hoy en día el mundo entero trabaja en conseguir sistemas de almacenamientos adecuados en coste y eficiencia que permitan dar el salto definitivo hacia una red eléctrica distribuida, segura, eficiente y medioambientalmente sostenible, en línea con las políticas medioambientales mundiales. El potencial del almacenamiento es relevante: si pudiéramos capturar y almacenar la energía que recibimos del sol durante 1h, seríamos capaces de cubrir la demanda energética mundial de un año completo.

Por todo ello, las baterías son el elemento clave de la red eléctrica del futuro, dispuestas a cambiar las reglas del juego. Sin embargo, a pesar de que la tecnología de Li-ion parece haber venido para quedarse en aplicaciones de movilidad, no parece tan claro que exista todavía una tecnología óptima para las distintas aplicaciones estacionarias en la red eléctrica. El auge de las smartgrids es evidente y se demandan servicios tan variados como peak-shaving, desplazamiento de la curva de carga, autoconsumo o regulación de frecuencia, y todo ello en un entorno donde proliferan las fuentes de energía renovables, cada vez más distribuidas y donde la presencia del vehículo eléctrico comienza a ser significativa.

En general, las aplicaciones para el almacenamiento dentro de la red eléctrica se pueden clasificar en dos ámbitos diferenciados: aplicaciones que demandan energía y aplicaciones que demandan potencia. La primera de ellas cubre necesidades energéticas que duran comúnmente varias horas con una frecuencia diaria, mientras que la segunda cubre necesidades energéticas que duran como mucho algunos minutos y que se repiten varias veces en el día.

Por ejemplo, para cubrir estas necesidades de demanda de energía, hasta el momento se han utilizado diversos tipos de tecnologías: Pb ácido, Ni/Cd, Na/S o Baterías de flujo redox, cada una de estas tecnologías puede responder a diferentes circunstancias de las smartgrids. En cualquier caso, se hace imprescindible seleccionar la tecnología y el diseño que mejor se adapte a la aplicación y condiciones de explotación concretas de ese sistema. Es habitual, además, sobredimensionar las baterías para poder trabajar en aquellas circunstancias excepcionales que también se producen en la red. Este hecho es lo que encarece normalmente el valor de la inversión en los sistemas de almacenamiento energético y constituye el principal factor que ralentiza la penetración de los sistemas de almacenamiento en la red eléctrica.

Así mismo, en ocasiones estos activos de red, finalizan su vida útil antes de lo esperado debido a que la propia fabricación, integración, explotación o incluso almacenamiento físico previo a la instalación no han sido adecuados. Y lo que es más importante, estos hechos no son conocidos por los explotadores de la red.

Las técnicas *post-mortem* son una herramienta perfecta para enfrentar todas las problemáticas anteriores. Estas técnicas permiten conocer los mecanismos de envejecimiento de la celda a través del desensamblado y caracterización de los materiales tras su uso. Esta información constituye tanto para los operadores de la red, como para los fabricantes e integradores de sistemas de almacenamiento, la clave que permite maximizar las prestaciones de un determinado producto o tecnología y abrirá en el futuro las puertas a soluciones muy competitivas.

## EN QUÉ CONSISTE EL ANÁLISIS *POST-MORTEM*

El análisis *post-mortem* está orientado a establecer una extensa base de conocimiento sobre las causas de los fallos y los mecanismos críticos de envejecimiento que ocurren en diferentes equipos electroquímicos como baterías o supercondensadores.

Los fabricantes de equipos que consumen energía deben garantizar una fiabilidad a largo plazo en sus productos y por lo tanto, su proceso de envejecimiento constituye un aspecto crucial. En el caso de las baterías, bajando a nivel de celda, la pérdida de prestaciones lo causa principalmente las reacciones químicas de degradación en los materiales y electrodos. Esta degradación conlleva una reducción de la capacidad y aumento de resistencia eléctrica.

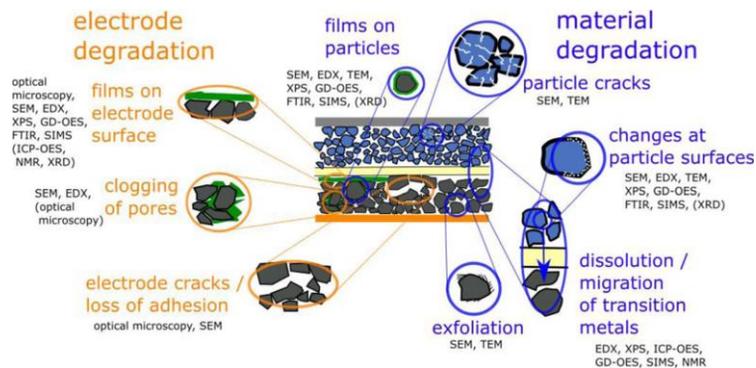


Figura 1. Diferentes mecanismos de degradación de los materiales y electrodos en una celda [1].

Se pueden diferenciar dos tipos de envejecimiento: a partir del ciclado (utilización de la batería) y a partir del almacenamiento físico de la batería cuando no se está utilizando. Por consiguiente, es crucial disponer de un profundo conocimiento de los mecanismos de degradación que ocurren en el interior de la celda para mejorar su expectativa de vida. El estado de envejecimiento de una batería se indica generalmente con el State-of-Health (SOH) en %:

$$SOH(t) = \frac{\text{Capacidad de descarga}(t)}{\text{Capacidad de descarga}(t=0)}$$

Donde t representa el tiempo de realización del análisis.

La capacidad de descarga depende principalmente de la temperatura, profundidad de descarga (DOD) y la corriente de descarga. El SOH se controla típicamente por medio de revisiones regulares utilizando parámetros pre-definidos. Normalmente se utiliza una temperatura de 25°C, DOD de 100% y velocidades de descarga de 1C o inferiores. Los fabricantes suelen dar recomendaciones para calcular el SOH de las celdas, sin embargo, en muchos casos se hace imprescindible acudir a una tercera parte para verificarlo.

Para evitar daños, contaminación del material, modificación de los componentes de la celda y obtener datos interpretables, es necesario ensayar y desmontar la celda bajo procedimientos estandarizados, que incluyen: envejecimiento por ciclado y almacenamiento físico, apertura de la celda, desmontaje, procesamiento del material y análisis.

Sin embargo, tal como se indica en la mayoría de los equipos comerciales que consumen energía, el fabricante no recomienda su desmontaje. Esto es debido fundamentalmente a motivos de seguridad, derivados de posibles cortocircuitos durante la apertura de la celda que podrían causar la explosión de la misma. Al mismo tiempo, podrían existir riesgos de salud por el contacto con los compuestos químicos e incluso podrían verse dañados los materiales por un tratamiento inadecuado. Sin embargo, si se utilizan protocolos adecuados, el desmontaje de las celdas es seguro y se obtienen resultados fiables sobre la composición de los materiales originales y los cambios producidos durante su utilización.

Como introducción a las técnicas de análisis *post-mortem* se describen a continuación dos de los trabajos realizados en este ámbito por CIC energiGUNE. Señalar que la mayoría de los estudios que ha realizado CIC energiGUNE están sujetos a acuerdos de confidencialidad y por lo tanto no es posible profundizar en los detalles del estudio.

#### EJEMPLO 1: BATERÍA

Un ejemplo de cómo el análisis *post-mortem* puede fácilmente explicar un funcionamiento por debajo de las especificaciones fue el análisis realizado sobre una batería comercial 26650 de Li-ion de 2.3 Ah que utilizaba electrodo de grafito/LiFePO<sub>4</sub> (LFP) y que había estado almacenada a 30°C durante 5 años.

Para elaborar el estudio se realizó un análisis *ante-mortem* o previo a operación y *post-mortem* sobre la batería objeto de estudio y se comparó con el análisis de una nueva sin usar. En el análisis se utilizaron ensayos electroquímicos no destructivos, asumiendo que la reducción de capacidad de la celda es debida principalmente a la pérdida de Li y aumento de resistencia eléctrica.

En la siguiente figura se pueden apreciar los electrodos una vez abierta la celda. La parte más envejecida y degradada se localiza en el electrodo de deposición de Li (HCc), donde se pueden apreciar algunas deposiciones de Li plateado.



Figura 2. Análisis visual del electrodo negativo, comparación entre la muestra nueva y la envejecida.

De acuerdo a los experimentos realizados a la mitad de la celda, se pudo comprobar cómo el electrodo positivo mantenía una buena estabilidad cíclica, como era de esperar, sin prácticamente variación de comportamiento entre la muestra nueva y las envejecidas. Por el contrario, el electrodo negativo de grafito presentaba degradación en las tres muestras.

Adicionalmente se pudo comprobar como la resistencia del electrodo negativo  $R_{ct}$  aumentaba progresivamente en cada ciclo, indicando que se forma una capa no homogénea de electrolito sólido (SEI) en la parte superior del grafito que consume Li activo y electrolito continuamente y que conlleva una pérdida de continuidad eléctrica, como puede comprobarse en la Figura 3.

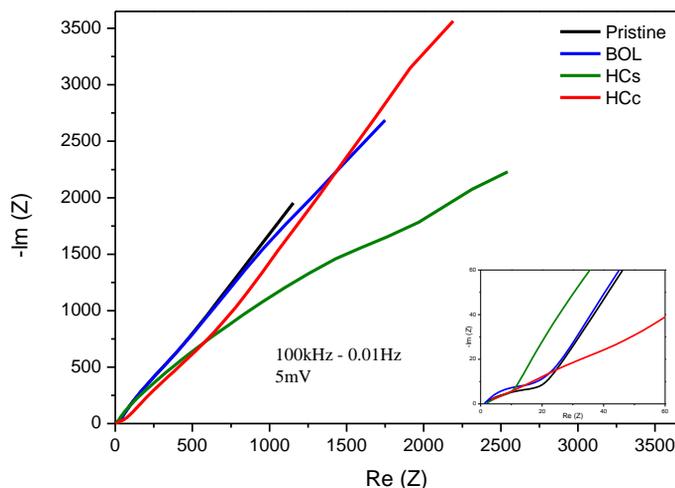


Figura 3. Evolución de la impedancia en los diferentes materiales estudiados.

A su vez, por medio de ensayos ICP se encontraron cierta concentración constante de Fe en el electrodo negativo. En trabajos realizados por otros investigadores se ha demostrado que la presencia del ion  $H^+$  en el electrolito puede reaccionar con el Fe presente en el cátodo y provocar la difusión de iones  $Fe^{2+}$  a través del electrolito y su consiguiente reducción en el ánodo, reduciendo la capacidad de la celda. Más aun, se encontró baja cantidad de Li en los electrodos negativos de la muestra nueva y la sometida a primeros ciclos, mientras que aumentaba tanto en el electrodo de deposición (HCC) como en el de no deposición de Li (HCs). A partir de estos resultados es posible concluir que la deposición de hierro en el electrodo negativo cataliza la formación y crecimiento de una ancha capa interfásica y puede contribuir a dificultar la entrada y salida de iones de Li en el grafito, y por lo tanto limita en gran medida la capacidad de la celda de Li-ion. Además, la deposición de hierro puede causar la rotura de la estructura de grafito exponiendo los bordes de grafeno al electrolito y causando la acumulación de productos de descomposición en el ánodo.

Estos resultados pueden jugar un papel importante en el entendimiento y mejora del rendimiento de las baterías, especialmente a elevadas corrientes y temperaturas, siendo de especial interés para los fabricantes, pero también para los usuarios. En esta línea, se están desarrollando trabajos para incorporar aditivos al electrolito que pueden evitar la interacción entre el ion metálico disuelto en el cátodo con el electrodo negativo y de esta manera mejorar la capacidad de las baterías.

## EJEMPLO 2: SUPERCONDENSADOR

El análisis *post-mortem* se apoya siempre que sea posible en un análisis *ante-mortem*, que muchas veces se utiliza para acotar las posibles causas de fallos y orientar de una manera más eficaz el análisis posterior. En uno de esos trabajos, se llevó a cabo la comparación de estudios ante-mortem con estudios de degradación realizados en varios supercondensadores. De esta forma, se pretendía trazar la correlación entre el diseño y durabilidad de los mismos. Se llevó a cabo un estudio "ciego" en 5 unidades de supercondensadores los cuales estaban sin identificar por el suministrador.

En la figura 4 se puede apreciar el diseño exterior de cada uno de los supercondensadores, así como el tipo de unión que presentan los electrodos de cada supercondensador respecto a la carcasa exterior. Por un lado, se aprecia que las referencias 1 y 2 presentan 8 líneas de soldadura, las referencias 3 y 4 presentan 6 líneas de soldadura y la referencia 5 consta de 4 líneas de unión.

Por otro lado, la anchura de las líneas de soldadura viene a ser muy parecida en todos los casos excepto en la referencia 3, donde las líneas de soldadura son claramente más anchas que las líneas de soldaduras presentes en los demás u supercondensadores. A diferencia de las referencias 1, 2 y 5, las referencias 3 y 4 presentan un espacio añadido entre la placa de soldadura y el borne exterior, el cual estaba lleno de electrolito en el caso de la referencia 3. Una vez analizado el diseño exterior y las conexiones se procedió al estudio del diseño interior. Todos los supercondensadores presentaban la misma configuración; venían envueltos en el propio separador y recubiertos por un plástico aislante para

evitar el contacto con el cuerpo exterior. Igualmente, todos ellos estaban compuestos por electrodos de doble cara soportados en aluminio y separados por un separador de tipo celulósico (Figura 4). Las referencias 1 y 2 se soportan en una varita en la que se va enrollando el conjunto electrodo-separador-electrodo mientras que en los demás supercondensadores dicho conjunto se soporta en una prolongación del propio separador.

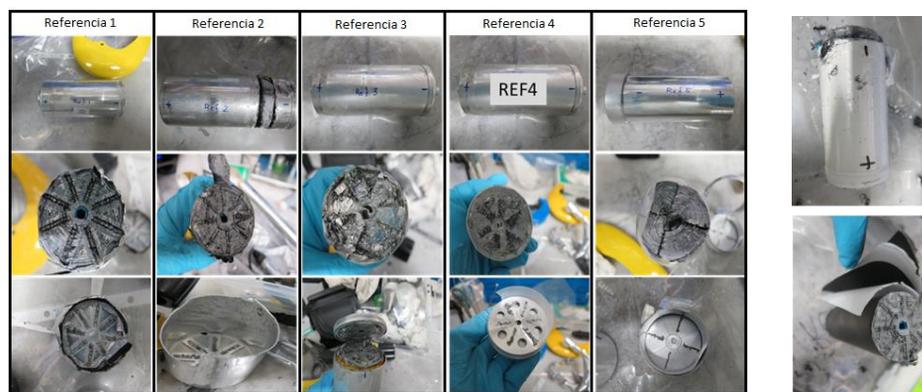


Figura 4. Fotografías de las diferentes referencias de celdas donde se aprecia el detalle de las conexiones internas y el diseño interior.

Un estudio más detallado de las medidas tanto del conjunto como de cada electrodo (Figura 5) revela que el diámetro externo de todos los supercondensadores es el mismo, y que la altura del conjunto también es igual para todas las referencias (11 cm) a excepción de la referencia 5 (12.1 cm). Todos los sistemas presentan electrodos con diferentes cantidades y espesores de carbón.

Estas cantidades y espesores son siempre mayores en el electrodo positivo respecto al negativo, para evitar así que este sea el electrodo limitante y maximizar así el rendimiento de los supercondensadores. Las referencias 1, 2 y 4 utilizan aluminio de 20 micras como colector de corriente mientras que las referencias 3 y 5 utilizan un aluminio ligeramente más grueso.

SUPERCAPACITOR	Outer diameter (cm)	Inner diameter (cm)	Electrode width (cm)	(+)Electrode: thickness( $\mu$ m)//mass (mg/cm <sup>2</sup> )	Al Separator: thickness( $\mu$ m)//mass (mg/cm <sup>2</sup> )	(-)Electrode: thickness( $\mu$ m)//mass (mg/cm <sup>2</sup> )
REF 1	5.2	0.8	11	90//6.39	20//4.61	66//5.06
REF2	5.2	0.8	11	96//7.23	20//4.78	73//6.53
REF3	5.2	0.8	10.9	125//8.77	30//5.61	103//6.93
REF4	5.2	0.6	11	84//5.57	20//4.62	66//5.13
REF5	5.2	1.4	12.1	120//9.31	30//5.58	121//9.15

Figura 5. Caracterización geométrica y física de las diferentes referencias.

La calidad de los electrodos se ha estudiado mediante microscopía electrónica de barrido, SEM (Figura 6). Todos los electrodos presentan un diseño compacto y regular a excepción de la referencia 5, donde se aprecia claramente que el electrodo no está bien compactado, presentando discontinuidades en la superficie.

Un estudio más detallado de la superficie de los electrodos (Figura 6) demuestra que en todos los casos los carbones activos presentan un tamaño de partícula en torno a 5 micras. La referencia 1 y 2 son los que presentan mayor cantidad de carbón conductor, mientras que esta cantidad es considerablemente menor en los demás casos.

La composición de los carbones de cada electrodo se estudió mediante difracción de rayos X (Figura 6). Todos los electrodos presentaban máximos de difracción entre 23-24° y entre 40-45°, correspondientes a las reflexiones (002) y (100), característicos de carbones amorfos. Sin embargo, la referencia 3 presentaba un pico a 28° típico del grafito, lo cual revela que en este caso el fabricante utiliza grafito como agente conductor.

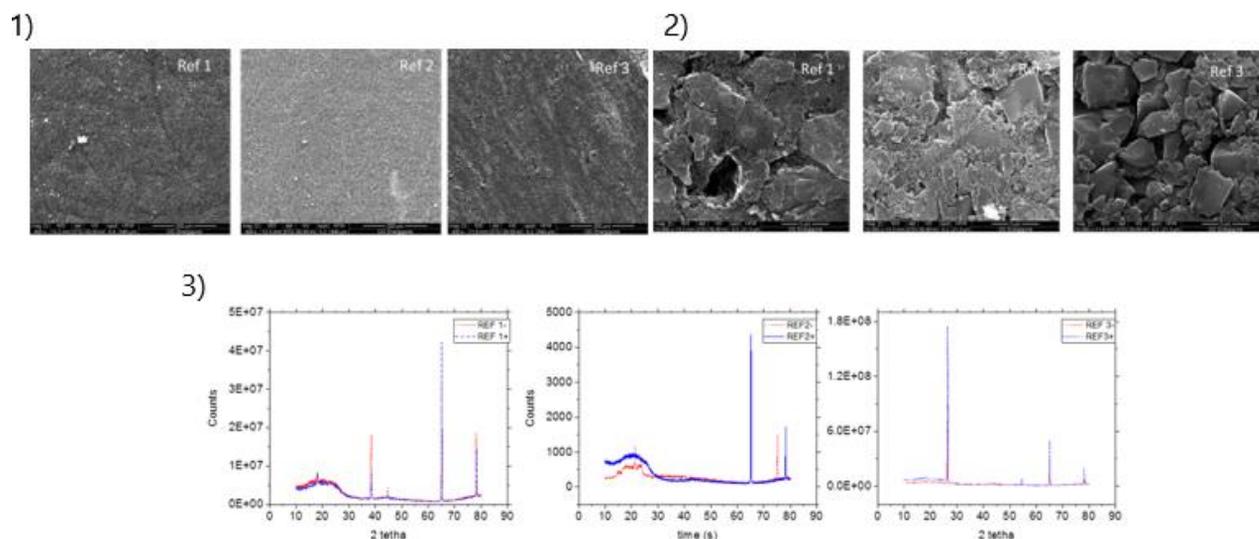


Figura 6. 1) Micrografías SEM que muestran la calidad de los diferentes laminados. 2) Micrografías SEM que muestran el tamaño de partícula de los carbonos activos de empleados en los electrodos de las diferentes referencias. 3) Análisis de los electrodos de las diferentes referencias mediante difracción de rayos X.

En resumen, el estudio ante-mortem revela singularidades propias de cada supercondensador, tanto desde el punto de vista del diseño como composicional, lo que es concluyente a la hora de correlacionar dichas características con la degradación de cada uno de ellos. Los diferentes parámetros como los puntos de soldadura y su diseño, la calidad y la composición del electrodo o la cantidad de electrolito inicial pueden ser determinantes y jugar un papel esencial en el proceso de degradación. El estudio ante-mortem revela diferencias significativas en la fabricación

## CONCLUSIONES

CIC energiGUNE lleva utilizando las técnicas de análisis *post-mortem* desde hace varios años. Gracias a ello se dispone de protocolos y procedimientos estandarizados para el análisis *post-mortem*, así como la generación de una base de datos completa tanto de baterías como de ultra-condensadores, que permite establecer una sólida base comparativa *ante-mortem*, fundamentada en la apertura y el análisis de más de 100 muestras. Las capacidades de CIC energiGUNE cubren todo tipo de químicas (Baterías de Li-ion, supercondensadores, baterías de Na-ion, baterías de Pb ácido, baterías de Ni-Cd, baterías de flujo redox, baterías alcalinas, etc.) y formatos (prismática, cilíndrica, celda tipo pouch y botón) hasta 300A. Todo este trabajo se ha realizado contando con la colaboración y el apoyo de dos de los centros de mayor prestigio en este campo: Zentrum für Sonnenenergie in Stuttgart (ZSW) y CEA en Grenoble.

## AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer al Gobierno Vasco por la financiación recibida a través de la convocatoria Elkartek 2015 y 2016, así como a IK4-IKERLAN por el suministro de los supercondensadores y colaboración en el proyecto Elkartek 2015.

## REFERENCIAS

- [1] Waldmann and al *Journal of The Electrochemical Society*, 163 (10) A2149-A2164 (2016).

# ANÁLISIS COMPARATIVO DE SISTEMAS DE GESTIÓN ENERGÉTICO DE AUTOCONSUMO PARA EL SECTOR RESIDENCIAL

**Lucía Igualada**, Investigadora, Institut de Recerca en Energia de Catalunya (IREC)

**Cristina Corchero**, Jefa Grupo de investigación Energy Analyticycs, Institut de Recerca en Energia de Catalunya (IREC)

**Resumen:** El objetivo de este trabajo es realizar y presentar un análisis comparativo entre diferentes funcionalidades, como son la gestión de autoconsumo no gestionado y la gestión mediante calendario predeterminado, que a día de hoy ofrecen la mayoría de kits de autoconsumo comerciales compuestos por una unidad de generación solar y un sistema de almacenamiento energético, frente a la funcionalidad de gestión energética óptima que hemos desarrollado en IREC. Este estudio ha sido realizado tomando datos reales de consumo y generación solar de una comunidad de vecinos de Barcelona. Los resultados muestran como la optimización económica de una microrred siguiendo el vector de precios de la energía aporta mayores beneficios a los usuarios y un mayor aprovechamiento de los sistemas de almacenaje dentro de las smart grids.

**Palabras clave:** Gestión Energética Óptima, Autoconsumo, Microrred

## INTRODUCCIÓN

Si se considera el sistema eléctrico de un edificio o vivienda particular, este puede entenderse como una microrred donde puede haber distintos tipos de demanda, pueden integrarse unidades de generación (como un panel solar o una mini eólica) y además disponer de diferentes tipos de sistemas de almacenaje energético (desde un sistema tradicional a la utilización de los vehículos eléctricos como “baterías móviles”), donde cada uno de estos elementos, y de forma centralizada, son gestionados por un sistema inteligente propio de las smart grids. Los sistemas de gestión comerciales a día de hoy, en su mayoría ofrecen funcionalidades categorizadas como árboles de decisiones predefinidos. Este tipo de gestión, si bien representa un avance dentro de las smart grids, no tienen en consideración al mercado energético, suelen depender de una participación activa del usuario y no aprovechan todo el potencial que los sistemas de almacenamiento junto con el arbitraje energético pueden aportar en una microrred. Frente a este tipo de metodologías, se ha desarrollado un sistema de gestión energético basado en modelos de optimización (Pegueroles-Queralt, et. al, 2014) que ya ha sido testeado y validado en el laboratorio SmartEnergy Lab de IREC (Roman-Barri, et. Al, 2010) así como en diferentes proyectos demostrativos. A día de hoy, este software se encuentra en fase de validación en instalaciones reales en las que se pretende comparar el funcionamiento de su funcionalidad de optimización energética frente a las prestaciones ofrecidas por diferentes kits de autoconsumo comerciales compuestos por un panel fotovoltaico, una batería de ion-litio y gestores propios con las funcionalidades de autoconsumo no gestionado y gestión por calendario predefinido.

## SISTEMA DE GESTIÓN ÓPTIMO VS GESTIÓN POR REGLAS LÓGICAS PREDEFINIDAS

La principal diferencia entre las estrategias de gestión llevadas a cabo por el sistema de gestión energético de IREC respecto a los kits de autoconsumo comerciales que se analizan en este documento, reside en el reemplazo de la lógica de control basada en toma de decisiones instantáneas sin consideraciones futuras, por una estrategia basada en modelos de optimización con horizontes temporales amplios que permiten tomar decisiones en el presente teniendo en consideración el pronóstico de estados futuros.

### Optimización económica

El módulo de optimización del sistema de gestión energética (Igualada et. al, 2014) crea y resuelve cada 15 minutos un “Problema de asignación de unidades” de acuerdo al estado actual de la microrred, posibles consignas externas y los pronósticos disponibles. Estos problemas minimizan el coste energético global del sistema dentro de un horizonte temporal predeterminado de 24 horas definiendo mediante restricciones técnicas el comportamiento de cada uno de los elementos del sistema a gestionar, así como el balance global energético.

Tras la resolución del problema, el gestor envía las decisiones óptimas respecto a potencia activa y/o estado (carga/descarga por ejemplo) de los diferentes elementos controlables del sistema al módulo de gestión a tiempo real.

El módulo de tiempo real asegura el balance de potencia del sistema cada 5 segundos considerando las consignas del módulo de optimización para los elementos controlables y lecturas reales de todos los nodos.

## Principales funcionalidades comerciales

Hoy en día los kits de autoconsumo comerciales disponen de un conjunto de funcionalidades, en este trabajo se presenta su comparativa frente a la gestión obtenida mediante la optimización económica del sistema de gestión energética.

1. Autoconsumo no gestionado. La estrategia de gestión seguida en esta funcionalidad es la de destinar la producción solar a cubrir el consumo de la microrred. Si hay sobrante de generación solar, éste es cargado en la batería. En cuanto deja de haber producción solar suficiente, se descarga la batería para cubrir la demanda. La batería en ningún caso es recargada con energía procedente de la red eléctrica.
2. Calendario. Algunos kits de autoconsumo comerciales permiten al usuario definir mediante un calendario franjas horarias fijas donde permitir la carga de la batería con energía de la red eléctrica, y franjas horarias donde permitir la descarga de la misma, maximizando al mismo tiempo el autoconsumo.
3. Peak Shaving. Hay kits de autoconsumo comerciales que permiten configurar un consumo máximo de red menor a la potencia contratada, con el fin de recortar los picos de consumo gracias al uso de las baterías. En el caso de los kits comerciales estudiados en este trabajo esta funcionalidad no estaba disponible por lo que no se presentan resultados comparativos.

## Metodología

Para realizar el análisis comparativo de las dos funcionalidades clásicas frente a la gestión óptima, se han realizado simulaciones de cada una de ellas con una ventana temporal de un año bajo las hipótesis expuestas en el siguiente apartado.

Escenarios

El escenario general analizado es el de una comunidad de vecinos con las siguientes características:

- Consumo energético reales con un pico máximo de 4.5kW.
- Generación solar real con un pico de 4kW.
- Batería de ion-litio de 6.5kWh y 4.2kW de pico tanto en descarga como carga. Se supone también una profundidad de descarga máxima de la batería del 90%.
- La curva de precios utilizada se corresponde con la del mercado español el año 2015.

Para el caso de la funcionalidad de Calendario, se han realizado las simulaciones con la siguiente configuración que imita a la tarifa eléctrica 2.0DHA, donde se habilitan los siguientes periodos de carga y descarga según 2 periodos:

Periodo	Verano		Invierno	
	23:00 a 13:00	13:00 a 23:00	De 22:00 a 12:00	De 12:00 a 22:00
Evento sobre la batería	Se habilita carga desde red	Se habilita la descarga de la batería	Se habilita carga desde red	Se habilita la descarga de la batería

Tabla I. Calendario configurado según tarifa eléctrica 2.0DHA.

Además, para una mayor profundidad del análisis comparativo, se añaden a los resultados anuales dos escenarios base:

- Caso base: consumo de la comunidad de vecinos sin kit de autoconsumo.
- Caso base & PV: consumo de la comunidad de vecinos incluyendo generación renovable. Este caso ha sido incluido para una mejor visualización de los efectos directos sobre la gestión de los sistemas de almacenaje energéticos.

## RESULTADOS

### Autoconsumo no gestionado

Las gráficas a continuación muestran 5 días consecutivos de 2015 seleccionados al azar a modo de ilustrar las diferencias de gestión entre la funcionalidad de autoconsumo no gestionado de y la optimización económica del sistema de gestión energética (identificado como IREMS).

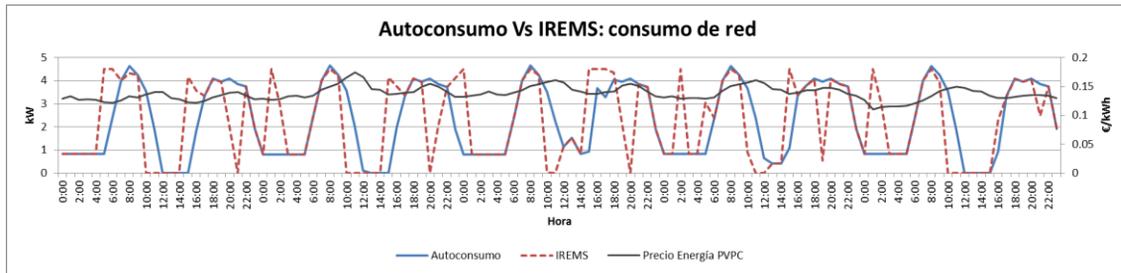


Figura 1. Comparativa de consumo de red entre autoconsumo no gestionable y optimización económica de la microrred.

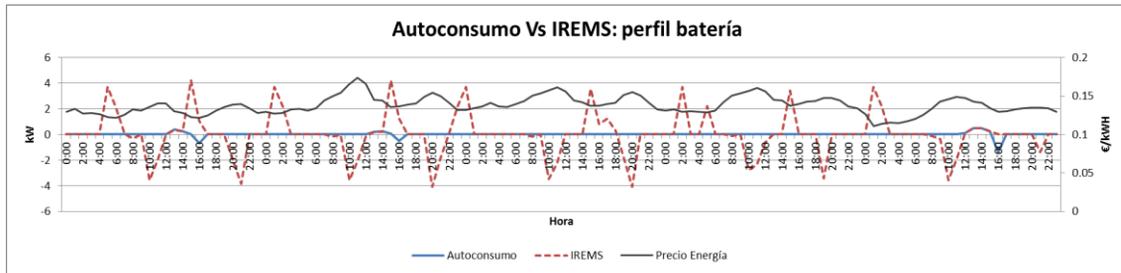


Figura 2. Comparación del perfil de uso de la batería entre autoconsumo no gestionable y optimización económica de la microrred.

En azul se ilustra el consumo a red resultante de la gestión de la comunidad de vecinos bajo un autoconsumo no gestionado, en rojo el consumo realizado bajo la optimización económica de la microrred y en negro, la señal de precio de la energía de esos días.

Se observa como en horas donde el precio energético es más bajo es activada la carga de la batería bajo la gestión óptima, mientras que coincidiendo con los periodos de pico, la batería entra en modo descarga para cubrir el total o parte del consumo de la microrred. Esto supone más horas de consumo nulo de la red en horas pico y un mayor aprovechamiento de las capacidades de la batería en el caso del sistema optimizado, mientras que como se observa de las Ilustraciones 1 y 2, durante estos 5 días únicamente se realizan tres procesos de descarga que permiten hacer consumo nulo de la red eléctrica de distribución bajo la gestión de la clásica funcionalidad de autoconsumo no gestionado.

## Análisis Anual

Tomando los resultados de los escenarios base y los escenarios a comparar durante un año completo (2015), los números obtenidos son los siguientes:

	Caso base	Caso base & PV	Autoconsumo no gestionable	Optimización económica
Energía consumida de red	23.276,26 kWh	17.624,10 kWh	17.116,50 kWh	17.116,83 kWh
Energía cargada en batería	-	-	508,26 kWh	3.257,68 kWh
Número medio de ciclos por día a la batería	-	-	0,23	1,5
Coste de la Energía consumida de red	2.852,54 €	2.159,458 €	2.098,76€	2.027,185€
Coste medio del kWh consumido [€/kWh]	0,1226 €	0,1225 €	0,1226 €	0,1184 €

Tabla II. Resumen resultados simulación anual de Autoconsumo y Optimización Económica.

Como se observa, el sistema de gestión energética aumenta el consumo de energía en periodos valle por lo que el coste del kWh medio es más barato que en el resto de escenarios (0,1184€). Gracias a esto aumenta el ahorro de un usuario con PV en 6,13% del coste de la energía al año. Además, una optimización económica aumenta el ahorro en

3,41% del coste de la energía al año con respecto a la funcionalidad básica de autoconsumo no gestionable. Por contrapartida se aumenta el número de ciclos sobre la batería.

## Calendario

Las gráficas a continuación muestran 5 días consecutivos de 2015 seleccionados al azar a modo de ilustrar las diferencias de gestión entre la funcionalidad de gestión mediante calendario predefinido y la optimización económica del sistema de gestión energética (identificado como IREMS).

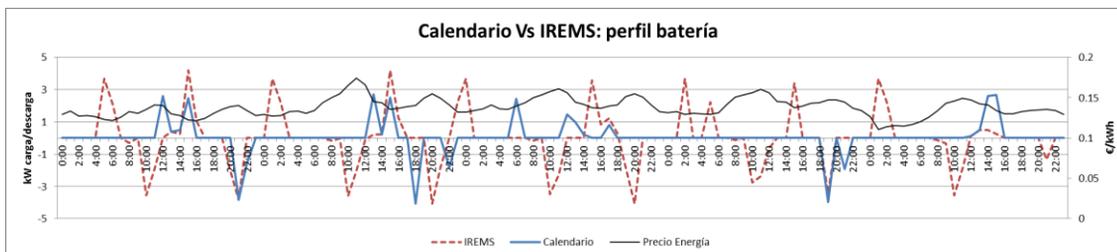


Figura 3. Comparación del perfil de uso de la batería entre calendario e IREMS.

Mientras el perfil de uso de la batería bajo la gestión energética optimizada (en rojo) son los mismos de la simulación anterior, los resultados obtenidos en azul se corresponden con el perfil de uso de la batería de la microrred bajo la gestión del calendario definido anteriormente. Se observa como aumenta el uso de la batería respecto a la funcionalidad de autoconsumo no gestionable, aunque no se alcanza el perfil óptimo del sistema de gestión IREMS.

### Análisis Anual

Tomando los resultados de los escenarios base y los escenarios a comparar durante un año completo (2015), los números obtenidos son los siguientes:

	Caso base	Caso base & PV	Calendario predefinido	Optimización económica
Energía consumida de red	23.276,26 kWh	17.624.10 kWh	17.117 kWh	17.116,83 kWh
Energía cargada en batería	-	-	1.634,54 kWh	3.257,68 kWh
Número medio de ciclos por día			0,75	1,5
Coste de la energía consumida de red	2.852,54 €	2.159,458 €	2.083,02€	2.027,185€
Coste medio del kWh consumido [€/kWh]	0,1226 €	0,1225 €	0,121 €	0,1184 €

Tabla III. Resumen de resultados simulación anual de Calendario y gestión optimizada.

En la Tabla III se puede observar cómo, aunque la cantidad de energía comprada a red es prácticamente la misma en ambas funcionalidades, con la optimización económica y usando el doble de ciclos que un kit comercial bajo la funcionalidad calendario, el coste medio de la energía es menor en el caso de IREMS.

Debe destacarse que la funcionalidad de calendario depende de la intervención del usuario mientras que una gestión basada en una optimización económica explotar al máximo esta funcionalidad de forma óptima y sin intervención de terceros.

## CONCLUSIONES

Con referencia al precio medio del precio voluntario del pequeño consumidor (PVPC) de 2015, se observa como la funcionalidad de autoconsumo no gestionable tiende a consumir energía de periodos de precio por encima de la media de forma similar al caso base de una microrred con únicamente generación solar, mientras en los casos analizados bajo una gestión óptima con el sistema diseñado, el consumo de energía tiende a hacerse en periodos más baratos.

Concretamente, es la funcionalidad del sistema de gestión con optimización económica el caso con un consumo más económico de la energía.

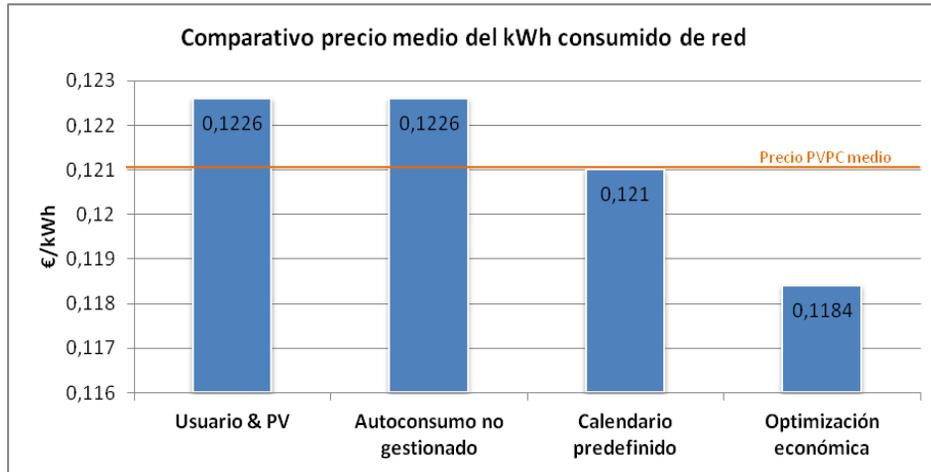


Figura 4. Comparación del precio medio del kWh consumido de red.

Desde un punto de vista global, la siguiente ilustración muestra como el sistema de gestión (IREMS) alcanza los mayores ahorros tanto con referencia al caso de usuario & PV (6,13%) como con referencia a la funcionalidad de autoconsumo no gestionable (3,41%).

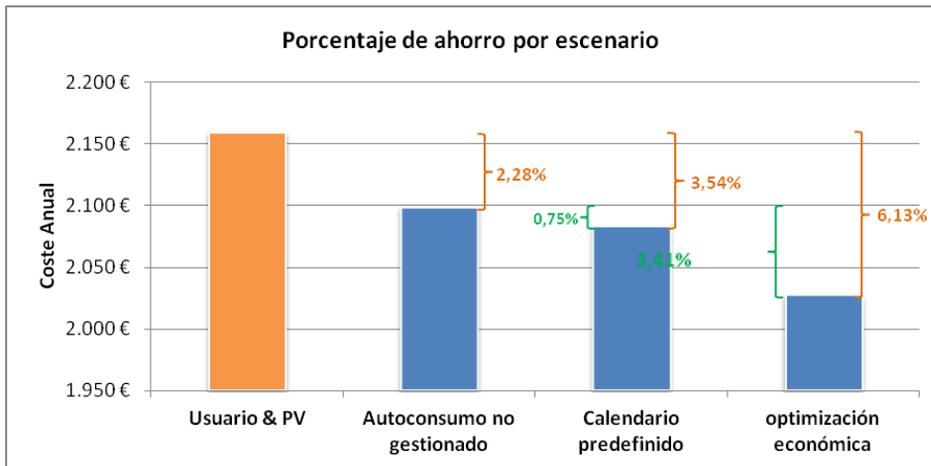


Figura 5. Porcentajes de ahorro en el término de energía entre funcionalidades.

Los resultados presentados en este trabajo respaldan las mejoras que un sistema con un módulo de gestión energética óptimo según el vector de precios de la energía puede presentar sobre las funcionalidades clásicas ofrecidas hoy en día. Aunque a nivel de vida útil de los equipos, la gestión optimizada requiere una mayor intensidad en el funcionamiento de las baterías, por lo que en futuros análisis se añadirán los costes asociados al envejecimiento de las baterías.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido realizado dentro del proyecto competitivo europeo Grow smarter (646456).

## REFERENCIAS

- Roman-Barri M., Cairo-Molins I., Sumper A., & Sudria-Andreu A., 2010, *Experience on the implementation of a Microgrid Project in Barcelona*, Proc. IEEE ISGT Europe, pp.1 -7 2010.
- Igualada, L., Corchero, C., Cruz-Zambrano, M. & Heredia, F. J., 2014, Optimal energy management for a residential microgrid including a vehicle-to-grid system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 2163-2172.
- Pegueroles-Queralt, J., Igualada-Gonzalez, L., Corchero-Garcia, C., Cruz-Zambrano, M., & del-Rosario-Calaf, G. (2014, October). Coordination of control and energy management methods for microgrid systems. In *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2014 IEEE PES* (pp. 1-6). IEEE. Francis, P. & Petit, C., 1976, Volcanoes, Penguin Books Ltd, Harmondsworth.
- BOE-A-2001-20850, Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- <https://www.omie.es> (Junio 2017).

# OPTIMIZACIÓN DE LA EFICIENCIA ELÉCTRICA EN 3D, SOBRE PLANTAS INDUSTRIALES Y EDIFICIOS, BASADA EN MINERÍA M2M CON SENSORES VOLTIMÉTRICOS PARA SMARTDATA

Vicente Rodilla Sala, Director General, CYSNERGY  
 Daniel Tello Cifre, Subdirector y Resp. Marketing, CYSNERGY  
 Alejandro Valdés Bauset, Subdirector y Resp. Financiero, CYSNERGY

**Resumen:** Actualmente, gran parte de los responsables financieros y técnicos de procesos productivos, dentro de plantas industriales y edificios, no conocen con el debido detalle cuánto, dónde, cuándo, cómo y por qué se está produciendo el consumo eléctrico en cada etapa de fabricación o de la prestación de servicios, por lo que no tienen un control total sobre el consumo eléctrico dentro de su planta y mucho menos sobre la evolución de su eficiencia energética eléctrica. Es por ello que CYSNERGY ha desarrollado una avanzada solución para medir y gestionar la eficiencia energética eléctrica en tiempo real. Esta plataforma aporta un disruptivo sensor voltimétrico, denominado CYSMETER, que permite su enclavamiento sobre cualquier posición de una instalación eléctrica, sin interrumpir la producción en fábricas, ni la prestación de servicios o el confort en edificios y que permite que las compañías eléctricas ofrezcan por primera vez de forma real, la factura eléctrica desglosada detallando el consumo y eficiencia de cada carga y de cada proceso productivo. Dispone también de un avanzado software en Cloud Computing con arquitectura para Big-Data, que permite el cálculo y la representación gráfica automática de la eficiencia eléctrica. Este software, denominado CYSLOUD, calcula los ahorros en euros por unidad de producción o por servicio prestado, tras aplicar una determinada mejora o acción correctora; lo cual permite calcular la amortización de cualquier acción correctora. El sistema permite reducciones en facturas energéticas de hasta un 40% del consumo eléctrico, pudiendo ser clave para decidir ampliaciones de plantas, ejecutar inversiones más ambiciosas o reducir precios de venta. Estas ventajas competitivas marcarán la diferencia en la competición general que representa la globalización.

**Palabras clave:** CYSMETER, Submetering, Ahorro Eléctrico, Eficiencia Energética, Analizador de Redes, Big-Data

## EL PROYECTO: ANALIZADOR CYSMETER PARA LA MONITORIZACIÓN Y DESGLOSE DEL GRADO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA ELÉCTRICA POR CADA CARGA EN PROCESOS INDUSTRIALES Y EN EDIFICIOS TERCIARIOS

### Introducción

Los actuales contenidos de una factura eléctrica: kWxh, los precios por periodo, bonificaciones y penalizaciones, etc. son totalmente insuficientes para medir el grado de Eficiencia Energética Eléctrica (EEE) en una instalación. El mejor modo para medir y analizar la evolución de dicha EEE es cruzar los consumos de energía en kWxh con las unidades de los productos fabricados; medidos, por ejemplo, en [kg/h, m<sup>2</sup>/día, m<sup>3</sup>/mes, etc.] y/o de los servicios prestados [Huéspedes/mes, HorasxPers./día, etc.]; ya que de lo contrario, al implementar una medida correctora, no sería posible tener la certeza sobre si la reducción de la factura eléctrica se debe, a que se han aplicado con éxito las medidas correctoras, o por otros factores; como por ejemplo que en un hotel, haya habido un descenso del número de huéspedes y por tanto se haya consumido menos electricidad; o bien a que la temperatura exterior haya sido más favorable para el sistema de climatización. Es por ello que la Eficiencia Energética se ha de representar en forma de Ratio [kWxh/Und.] y finalmente analizar automáticamente los costes específicos en [euros/Unidad], en función de las propias unidades procesadas o explotadas y de las demás variables que afecten a la planta industrial o al edificio, como por ejemplo temperatura exterior, deposición electrolítica, DBO en depuración, etc., según el proceso de que se trate.

Para lograrlo, es imprescindible poder medir en todas las etapas de cada proceso y no solo en cabecera. Lo cual implica una inversión inicial en equipos de medida, además de tener que resolver problemas de espacio físico dentro de los subcuadros eléctricos de distribución, garantizar la seguridad, minimizar los costes de mano de obra en los montajes, comprobar la calidad de las medidas on-line, gestionar 'Big-Data' en 'Cloud', formación de operadores, etc.

### Descripción de la Solución

La solución rentable a toda esta problemática, solo es posible mediante un avanzado sistema hardware y software, como el desarrollado por la firma CYSNERGY, formalmente inscrita en el IDAE (Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital) como Empresa de Servicios Energéticos (ESE/ESCO); habiendo sido oficialmente seleccionada por la Comisión

Europea, a través del Programa SME-Horizon 2020 Fases 1 y Fase 2; como única empresa española en el Área de la Eficiencia Energética; aportando al sector eléctrico internacional tecnología propia patentada.

Sus disruptivos sensores para la captación de la tensión (en Voltios) del interior de los conductores eléctricos, permiten medir en cualquier emplazamiento a lo largo del tendido de alimentación de todas las cargas eléctricas, al igual que los sensores de intensidad de tipo X/5 (Amperios), situados con núcleo abierto sobre el cableado (fases R, S, T, N); bien sobre un punto determinado junto a una carga, o bien en cualquier otra posición a lo largo del citado cableado, sin necesidad de manipular dentro de un subcuadro. De este modo se minimizan los costes de montaje, se aumenta la seguridad y se logra implantar un mayor número de puntos de medida (nodos), conforme establece la norma internacional ISO 50001.

Este dispositivo CYSMETER, con patente internacional, es el único en el mundo que es capaz de medir la combinación de: Potencia + Energía + Gestión Automática de Cargas, permitiendo así conocer en tiempo real, el coste eléctrico por unidad de explotación o por servicio prestado en todas las etapas de cualquier proceso y cuantificar el coste eléctrico por unidad de producción/explotación mediante Líneas y/o Superficies de Base Energética; para así obtener la impronta del cliente y cuantificar realmente el ahorro energético obtenido.

El Analizador y Gestor de Cargas Smart Submeter (CYSMETER), se instala mediante un novedoso sistema de punzonado, abrazando y atravesando de forma segura el aislamiento de los cables de alimentación junto a las propias máquinas e iluminaciones, dado que permiten la sensorización en el interior metálico de dichos cables, así como el diagnóstico y la optimización en tiempo real de la Eficiencia Energética, sin necesidad de efectuar cortes de suministro, ni manipulaciones dentro de los cuadros eléctricos. Se trata de un sistema experto (Hardware + Software) con minería de datos de tipo M2M-3G/4G, que reporta y gestiona automáticamente las cargas vía Internet, dando un óptimo soporte a la toma de decisiones, tanto técnicas como financieras, durante la gestión de los procesos. Cada uno de los dispositivos actúa como un nodo inteligente y la plataforma en Cloud Computing gestiona la información con arquitectura para Big-Data, siendo accesible desde cualquier dispositivo móvil (teléfono, tablet, portátil, etc.) o PC fijo (SCADA, ERP, etc.). Todo ello mediante acceso URL y sin necesidad de descargar aplicaciones. También es instalable para ser operativo solo en red local. La optimización de la Eficiencia Energética Eléctrica y el Telemantenimiento Predictivo asociado, que ofrece el sistema de Smart Submeter (CYSMETER) son amortizados siempre mes a mes; sea cual sea el Sector de actividad (Producción y/o Servicios). El novedoso dispositivo y el avanzado sistema informático están diseñados en base a la Norma Internacional ISO 50001 sobre "Gestión de la Energía", aplicando "submetering" y "algoritmos de base energética eléctrica multivariable en 2D y en 3D", con un potente soporte gráfico. CYSMETER es "Best Available Technology (B.A.T.)".



Figura 1. Pinza Voltimétrica CYSMETER.

La solución permite medir y gestionar, de forma unitaria, cada receptor con alto consumo de potencia y/o de energía (máquinas e iluminaciones); de modo que se conozcan sus consumos eléctricos, las emisiones de CO<sub>2</sub> y el grado de eficiencia eléctrica; facilitando con ello, la certificación de su Huella de Carbono.



Figura 2. Ejemplo de 2 instalaciones del Sistema CYSMETER.

El sistema para gestionar la EEE dispone de un panel de control multifuncional, intuitivo y de fácil usabilidad ('Front-End'), diseñado y programado para ser utilizado en 'Cloud' con escalabilidad horizontal ('Back-End'), de modo que

puede ser utilizado tanto por compañías eléctricas multinacionales con miles de clientes industriales y cientos de nodos de medida en cada uno de ellos, así como también por Pymes. El sistema que brinda CYSNERGY es pionero a nivel mundial y facilita los cálculos, en tiempo real, sobre la evolución de la eficiencia y del gasto eléctrico de cada receptor (como mantenimiento predictivo) y de cada grupo de cargas (aritmética de potencia y de energía). Mostrando datos totalmente reales cada segundo, que permiten contrastar los valores teóricos de EEE facilitados por los propios fabricantes de maquinaria e iluminación.

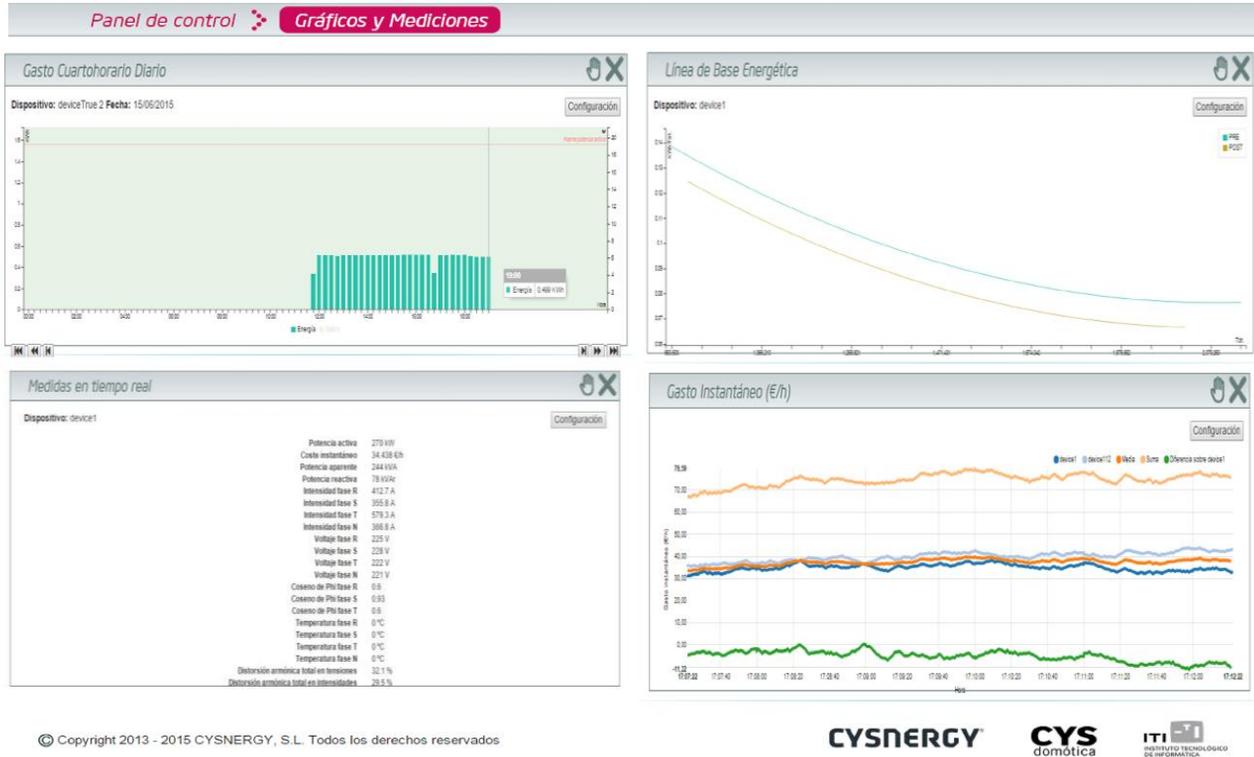


Figura 3. Imagen del Software CYS-CLOUD.

Con todo ello, el sistema CYSMETER permite desglosar una factura eléctrica igual que hacen las compañías telefónicas, detallándonos el consumo por cada carga monitorizada (para conocer así los puntos con mayor gasto, los menos eficientes y aquellos anómalos) y añadiendo la línea o superficie de base energética, permitiéndote comparar el consumo específico en kWh/und explotación en el intervalo de tiempo requerido (ya que no es posible comparar el gasto en € de dos meses sólo con el importe de la factura, dado que hay otros factores como las unidades producidas, la temperatura exterior, etc., que influyen en el gasto total eléctrico del mes).

CONCEPTO	% Consumo Energ. Eléct	Periodo	Cantidad kWh	kWh/Tonelada	Precio Unitario	Importe (€)	
LÍNEA DE MECANIZADO	24,00%	P1	13.537,75 kWh	7,098977	0,100642	1.362,47	Eur
		P2	16.537,75 kWh	8,672129	0,084320	1.394,46	Eur
		P6	12.540,14 kWh	6,575847	0,052023	652,38	Eur
DEPURADORA DE AGUA	21,43%	P1	10.658,57 kWh	5,589182	0,100642	1.072,70	Eur
		P2	17.658,50 kWh	9,259832	0,084320	1.488,96	Eur
		P6	9.745,40 kWh	5,110330	0,052023	506,98	Eur
COMPRESOR DE AIRE	16,16%	P1	8.386,99 kWh	4,398002	0,100642	844,08	Eur
		P2	12.086,99 kWh	6,338222	0,084320	1.019,17	Eur
		P6	8.231,17 kWh	4,316293	0,052023	428,21	Eur
ROBOT DE MONTAJE	15,53%	P1	7.418,88 kWh	3,890341	0,100642	746,65	Eur
		P2	13.318,88 kWh	6,984206	0,084320	1.123,05	Eur
		P6	6.849,78 kWh	3,591914	0,052023	356,35	Eur
ILUMINACIÓN	10,32%	P1	6.449,55 kWh	3,382040	0,100642	649,10	Eur
		P2	5.427,55 kWh	2,846120	0,084320	457,65	Eur
		P6	6.454,78 kWh	3,384782	0,052023	335,80	Eur
CLIMATIZACIÓN	7,55%	P1	4.560,63 kWh	2,391521	0,100642	458,99	Eur
		P2	4.449,63 kWh	2,333314	0,084320	375,19	Eur
		P6	4.390,98 kWh	2,302559	0,052023	228,43	Eur
OTRAS INSTALACIONES	5,00%	P1	2.429,63 kWh	1,274059	0,100642	244,52	Eur
		P2	3.932,70 kWh	2,062244	0,084320	331,61	Eur
		P6	2.518,75 kWh	1,320792	0,052023	131,03	Eur
TOTAL	100,00%						
<b>Suma</b>						<b>14.207,79</b>	<b>Eur</b>

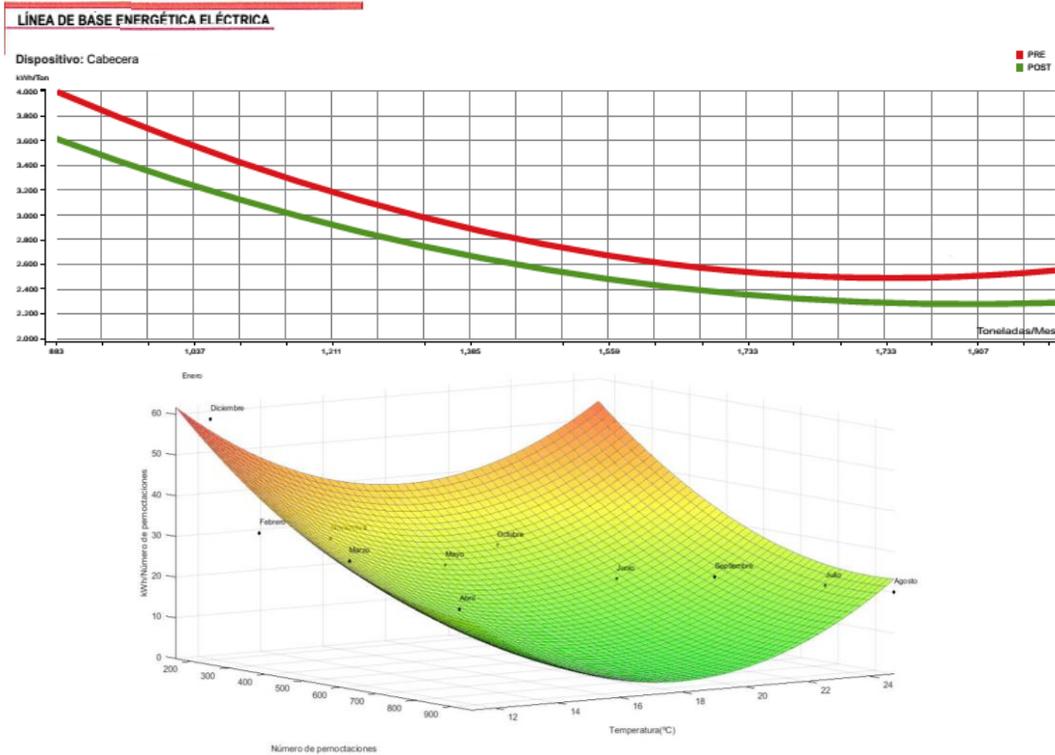


Figura 4. Imagen de una factura eléctrica desglosada por el consumo de cada carga junto con la línea y superficie de base energética, comparando el consumo específico con el de meses anteriores.

## Metodología

Gracias al disruptivo sistema CYSMETER, se logran ahorros de hasta el 40% en el consumo eléctrico, así como una drástica reducción en las emisiones de CO<sub>2</sub>, permitiendo aplicar por vez primera todas las recomendaciones de la Norma Internacional ISO 50001 con Big Data en Cloud Computing, aplicando la siguiente metodología:

- Compensación individualizada ad-hoc de las potencias reactivas sobre receptores eléctricos.
- Equilibrado de las intensidades y tensiones en los subcuadros importantes.
- Integración de autómatas, variadores de frecuencia, contactores para deslastres, etc.
- Inspección y correcciones sobre el funcionamiento de las bombas de alta potencia.
- Optimización de los consumos de potencia y energía sobre los motores eléctricos grandes.
- Auditoría de los equipos e instalaciones de aire comprimido (fugas, rendimiento, etc.).
- Optimización de hornos, líneas de pintura, centros de mecanizado, etc.
- Control de puertas y accesos para minimizar las pérdidas de calor o frío.
- Inspección y mantenimiento de los sistemas de acondicionamiento ambiental.
- Optimización de las iluminaciones interiores y exteriores (tecnología, mantenimiento, etc.).

Pero para saber si una medida correctora o acción de mejora sobre una etapa de un proceso está siendo positiva o negativa, hay que comparar el consumo específico en kWh/Und., antes y después de aplicar dicha acción en dicho punto. Para ello la medición hay que hacerla en tiempo real y bajo las mismas condiciones de contorno; es decir hay que modelizar primero la dependencia de la EEE respecto de la propia explotación (ya que no es constante) y medir después los kWh/Und. durante dicha explotación

Es decir, que para mejorar la EEE, lo primero es poderla medir con exactitud sobre unas Líneas de Base Energética Eléctrica reales, que muestren la evolución histórica anterior y posterior a los cambios técnicos introducidos, conforme indica la Norma ISO 50001.

Y todo ello solo es posible realizarlo con una toma de datos de potencia y de energía eléctricas de forma directa sobre los cables de alimentación de las principales cargas. Ya que, si se mide dentro de los cuadros eléctricos, se está midiendo un Cos Phi medio (y no el real de cada carga) en base a las formas de onda de las tensiones del embarrado equipotencial, con las interferencias de las ondas sinusoidales de tensión provenientes de todos los demás magnetotérmicos de dicho cuadro, por lo que las medidas de potencia y energía obtenidas sobre cada carga no son exactas. Y en el orden de magnitud porcentual que nos movemos con la EEE, ello no es aceptable.

Las mediciones que realizan los contadores M2M convencionales de otros fabricantes no disponen de pinzas voltimétricas y por lo tanto no permiten medir sobre los cables eléctricos de alimentación de las cargas, ni sobre las acometidas como resistencias, iluminaciones, etc. Y además, sus distintos software no cruzan en tiempo real los datos de consumo eléctrico con los datos de explotación y no modelizan dichos consumos en función de la propia explotación (patente internacional de CYSNERFGY).

Por lo tanto, solo dan una aproximación de los valores del consumo eléctrico y nada más. Es decir, inundan al usuario con miles de datos, que luego son inmanejables; ya que, si aumentan o disminuyen dichos consumos eléctricos, puede que sea por tener más visitantes o por haber producido menos Ton; pero nunca sabrás si se está mejorando la eficiencia eléctrica, dado que jamás producirás absolutamente, de forma exacta, las mismas Ton bajo las mismas condiciones de contorno.

Todo lo que anteriormente se cita, es la base de los hitos y reconocimientos nacionales e internacionales de CYSNERGY S.L.; como por ejemplo:

- La concesión del “Grado de Excelencia” a nuestro desarrollo tecnológico por parte de la Comisión Europea dentro del Programa SME-HORIZON 2020, en el que CYSNERGY es la única empresa española participante en las Fases 1 y 2, dentro del Area de la Eficiencia Energética y la Reducción de la Huella de Carbono.
- CYSNERGY está reconocida por la GENERALITAT VALENCIANA e IVACE, como empresa especializada en el ahorro y la eficiencia energética, tal y como recoge su plan de ahorro energético.
- Reconocida en la excelencia por LA SUBDIRECCIÓN GENERAL DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA.

- Finalista de los premios EnerTIC AWARDS 2015 junto con Gas Natural e Iberdrola por su “Sistema Innovador para la optimización de la Eficiencia Energética Eléctrica (EEE) en plantas industriales y edificios: CYSMETER”.
- Finalista en la cuarta convocatoria del Fondo de Emprendedores de la Fundación Repsol, por su disruptivo sistema de eficiencia energética eléctrica.
- Acreditada por el IDAE como Empresa de Servicios Energéticos (ESE/ESCO).
- Seleccionada por el Ministerio de Economía y Competitividad en un proyecto CDTI-EEAGRANTS 2013 para el desarrollo de una innovadora plataforma en CLOUD COMPUTING.
- Certificada y verificada por ATISAE como empresa capacitada para reducir y compensar las emisiones de CO2 de acuerdo con la norma internacional ISO14064.
- Finalista en los “I Premios Paterna Ciudad de Empresas 2016” en el área de la Innovación.

## AGRADECIMIENTOS

Agradecemos la confianza depositada en CYSNERGY de todos los organismos públicos y privados que han participado en el proyecto:



# LOS CIUDADANOS COMO ACTORES Y DESTINATARIOS DE LA TRANSFORMACIÓN DE LA GRID

**Ana María Arias**, Jefe de proyecto, ETRA I+D  
**Antonio Marqués**, Director de Tecnología, ETRA I+D

**Resumen:** En esta comunicación se presenta el caso de éxito del proyecto WiseGRID que, con un presupuesto de más de 17M€ y 21 entidades de 8 países europeos, lideradas por la empresa ETRA, desarrolla nuevas herramientas y tecnologías que permiten a todos los ciudadanos europeos beneficiarse de una red de distribución más segura y estable, fomentando la integración de fuentes de energía renovable distribuidas, un mayor uso de tecnologías de almacenamiento, el despliegue a gran escala del vehículo eléctrico y una mayor participación del consumidor y “prosumidor” final en el mercado energético. Se trata de un ecosistema integrado, que basado en un enfoque innovador para la gestión de las redes de distribución de energía y el empoderamiento del ciudadano, establece las piedras angulares de la futura smart grid.

**Palabras clave:** Smart Grid, Energías Renovables, Almacenamiento, Vehículo Eléctrico, Autoconsumo, Ciudadano, Prosumidor, Empoderamiento

## INTRODUCCIÓN

Europa tiene ante sí el reto de acometer una transición energética que le permita disponer de un mix renovable diversificado que favorezca alcanzar no solo los objetivos internacionales para paliar el cambio climático, sino también reducir la dependencia energética pasando de un paradigma en que la generación es centralizada y basada en combustibles fósiles a otro en el que la generación es distribuida y basada en energías renovables. El empoderamiento del consumidor representa el eje vertebrador de esta transición energética y, por tanto, de una descentralización de la generación donde la energía esté al alcance de todos.

En este contexto, el proyecto WiseGRID, con un presupuesto de más de 17M€ y 21 entidades de 8 países europeos, lideradas por la empresa ETRA, está desarrollando nuevas herramientas y tecnologías que permitirán a todos los ciudadanos europeos beneficiarse de una red de distribución más inteligente y estable en la que el ciudadano se convierte en un participante activo del mercado, con capacidad de generar, consumir, almacenar y vender su propia electricidad; y al mismo tiempo de ajustar sus hábitos de consumo, responder a las fluctuaciones de precios y, por lo tanto, reducir sus facturas de energía. Para este fin, el proyecto combina un incremento en el uso de tecnologías de almacenamiento, una mayor participación de energías renovables en el mix eléctrico y la integración de infraestructura de recarga favoreciendo así, entre otras cosas, el despliegue a gran escala del vehículo eléctrico. El proyecto comenzó el 1 de noviembre de 2016 y se estima que finalice a mediados de 2020.

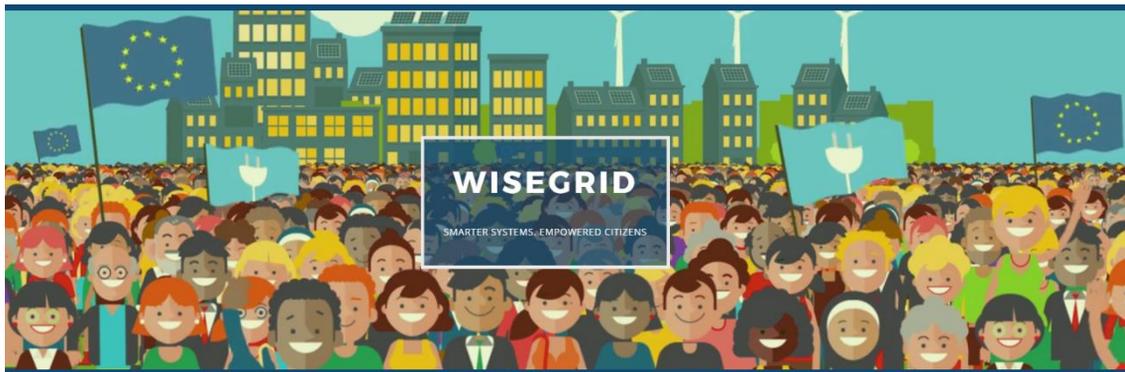


Figura 1. El ciudadano como protagonista de la transición energética.

## EL PROYECTO WISEGRID

El proyecto WiseGRID – *Demostración a gran escala de soluciones Integradas y modelos de negocio para la smart grid europea* – es proporcionar un conjunto de soluciones y tecnologías que permitan aumentar la inteligencia, estabilidad y seguridad de una red eléctrica europea centrada en el consumidor final.

WiseGRID aumentará la eficiencia global de energía mediante la adopción de un enfoque holístico de todos los actores del sistema. El objetivo final es demostrar un ecosistema integrado que, basado en un enfoque innovador para la gestión de las redes de distribución de energía, establezca las piedras angulares de la futura smart grid. Este ecosistema contribuirá al aumento de la penetración de las renovables a través de un control coordinado del almacenamiento, la gestión de la demanda y la concurrencia de todos los actores. Además, WiseGRID propone modelos de negocio que permitirán una participación sistemática e integrada de todos los actores en el mercado energético promoviendo al mismo tiempo sinergias entre los mismos. Esta operativa del mercado beneficiará al consumidor final con mejores precios, mayor calidad y servicios más fiables.

Este artículo se centra en la descripción del nuevo modelo energético propuesto por WiseGRID y de los desarrollos que se están llevando a cabo dentro del proyecto, que se desplegarán y demostrarán en condiciones reales en cuatro sitios pilotos europeos. Estas soluciones permitirán a todos los actores del mercado energético beneficiarse de las ventajas de una Smart Grid más sostenible, asequible y segura.

## Un nuevo modelo energético

WiseGRID proporciona un conjunto de herramientas y tecnologías innovadoras que permiten a todos los ciudadanos europeos beneficiarse de una red de distribución más segura y estable, contribuyendo así a la construcción de un nuevo modelo energético centrado en el consumidor final y basado en energías renovables, eficiencia energética y redes eléctricas inteligentes.

Este modelo se basa en un conjunto de soluciones que permiten aumentar la inteligencia, estabilidad y seguridad de una red eléctrica combinando un incremento en el uso de tecnologías de almacenamiento, una mayor participación de energías renovables en el mix eléctrico y la integración de infraestructura de recarga favoreciendo así, entre otras cosas, el despliegue a gran escala del vehículo eléctrico.

En concreto, este nuevo modelo energético integra mecanismos innovadores de gestión de la demanda que facilitan la participación activa, la protección y el empoderamiento de los consumidores y prosumidores europeos (tanto domésticos como industriales) a través de la generación flexible de renovables, el autoconsumo y el almacenamiento de energía.

De igual forma, promueve la smartificación de la red de distribución mediante tecnologías avanzadas de monitorización y control en tiempo real de datos variables de generación y consumo; y a través de la integración de Virtual Power Plants (VPP) o microgrids que permiten la agregación de diferentes unidades de energía distribuida y la gestión integrada y optimizada de las mismas.

Adicionalmente, integra sistemas de almacenamiento de energía renovable tales como baterías o acumuladores de calor; y servicios de electromovilidad y gestión de carga del vehículo eléctrico que ofrecen la posibilidad de usar la batería de los mismos como sistemas de almacenamiento o VPP.

## Mecanismos avanzados de gestión de la demanda

WiseGRID implementa un innovador marco de gestión automática de la demanda desarrollado sobre la base de técnicas de modelado robustas que permiten estimar de manera precisa y en tiempo real parámetros de confort (*ej. temperatura, luminosidad*) y posteriormente calcular la flexibilidad de la demanda para ofrecer los servicios requeridos por la red de energía sin interrumpir la operativa o comprometer la comodidad de los ocupantes del edificio/casa.

Adicionalmente WiseGRID desarrolla una herramienta de gestión de Virtual Power Plants (VPP) que facilita la puesta en marcha de un servicio mediante el cual los consumidores/prosumidores (domésticos o industriales) pueden ofrecer de manera agregada en el mercado (a través de un tercero que opere el servicio - agregadores) su superávit de energía generada o su capacidad de almacenamiento. La herramienta está basada en mecanismos avanzados de gestión de la demanda que permiten a los agregadores optimizar el uso de la flexibilidad (demanda, generación, almacenamiento) de un portafolio de clientes priorizando el confort del consumidor. A través del uso de esta herramienta, los agregadores estarán en capacidad de proveer servicios auxiliares y de balanceo a la red de distribución.

## Red de distribución más inteligente

WiseGRID ofrece un cuadro de mandos para la Gestión, Control y Mantenimiento de la red de distribución que provee a las DSOs y operadores de microgrids de herramientas avanzadas para controlar, gestionar y monitorizar su red de distribución (considerando una creciente participación de renovables) y, por tanto, mejorar la flexibilidad, estabilidad y seguridad de la misma. Este cuadro de mandos representa un instrumento de ayuda a la toma de decisiones y optimización de operaciones, permitiendo así una fácil integración de recursos de energía distribuidos y heterogéneos. Adicionalmente, el cuadro de mandos permite a las DSOs detectar fallos, auto protegerse y auto-reconfigurar la red de manera robusta para restablecer el suministro de manera automática, sin la intervención de una inteligencia central (auto-recuperación o self-healing).

## Integración de sistemas de almacenamiento en la red

WiseGRID combina diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento, tales como baterías residenciales, power-to-heat, power-to-gas, vehículos eléctricos, etc. promoviendo un almacenamiento descentralizado que contribuya a la optimización a nivel local de la red de distribución. Para esto, se hace uso de servicios de peak shaving, equilibrio y control de frecuencia. Las tecnologías integradas durante el proyecto contribuyen a la generación distribuida y el autoconsumo, a gestionar y balancear de manera óptima la red, a responder mejor a los cambios en la demanda y a reducir las pérdidas en la distribución. En el marco del proyecto se evalúa el impacto del despliegue de baterías y otros sistemas de almacenamiento en diferentes puntos de la red de distribución y también de la gestión óptima (carga y descarga de las baterías) una vez desplegadas.

## Integración de vehículo eléctrico (VE) en la red

WiseGRID contribuirá a incrementar la participación de las energías renovables en el sector del transporte. Específicamente, WiseGRID integrará el vehículo eléctrico en las redes inteligentes mediante el despliegue de puntos de recarga rápida que permiten seleccionar (o reservar con antelación) diferentes tipos de sesiones de carga. La posibilidad de usar los VE como dispositivos dinámicos distribuidos de almacenamiento capaces de inyectar la energía almacenada en sus baterías a la red (V2G) ofrece beneficios a diferentes actores del mercado energético: Los gestores de flotas o propietarios domésticos de VE tendrán la flexibilidad necesaria para desplazar su demanda de energía y, por tanto, reducir su factura eléctrica. En un escenario creciente de VE, los gestores de puntos de recarga podrán aprovechar dicha flexibilidad para desarrollar estrategias de facturación inteligentes y optimizar costes y, por otra parte, prestar servicios auxiliares a otros actores como el DSO (ej. apoyo al control de voltaje o equilibrio de la demanda). Adicionalmente, WiseGRID desarrolla una plataforma de gestión destinada tanto a gestores de puntos de recarga como a gestores de flotas de VE que les permitirá optimizar las actividades relacionadas con la carga y descarga inteligente de los vehículos y, por tanto, reducir la factura eléctrica. La plataforma es capaz de programar los puntos de recarga de acuerdo a las preferencias del usuario de VE y ofreciendo la posibilidad de verter energía a la red si el usuario así lo desea. La gestión incluye la configuración de la red de puntos de recarga, la estimación de carga y flexibilidad de los VE, el cálculo del perfil de carga de referencia y la programación inteligente de las sesiones de carga teniendo en cuenta factores tales como RES, tarifas, requerimientos del conductor, requerimientos de la red, etc. La plataforma también incluye la posibilidad de recolectar y procesar datos de los VE (información fija, status [localización, SOC de la batería, etc.], capacidad real de la batería, etc.)



Figura 2. Integración del vehículo eléctrico en la red.

## Resultados al alcance de todos

Las soluciones tecnológicas del proyecto se empaquetan en forma de 9 productos / resultados explotables diferentes. Concretamente, WiseGRID proporciona:

- Una herramienta para los gestores de la red que permite la gestión y mantenimiento de la grid (**WG Cockpit**)
- Una solución para empresas comercializadoras, agregadores y ESEs que permite la gestión activa de la demanda del usuario final, reduciendo costes y emisiones (**WiseCOOP**)
- Una aplicación para que tanto los usuarios domésticos como los usuarios industriales optimicen su consumo y producción y puedan participar activamente en programas de gestión de la demanda y por tanto reducir su factura eléctrica (**WiseHOME y WiseCORP**)
- Una plataforma para gestores de flotas de vehículos eléctricos y compañías de vehículo compartido que permite la optimización de las actividades de carga y descarga inteligente de los vehículos y la utilización de los mismos como una agregación de baterías en movimiento (**WiseEVP**)
- Un punto de recarga rápida que permite el uso de los vehículos eléctricos como dispositivos dinámicos de almacenamiento distribuido, alimentando el sistema mediante la electricidad almacenada en sus baterías cuando es necesario (**FastV2G**)
- Una herramienta que permite a los prosumidores (domésticos o industriales) ofrecer al mercado (a través de un tercero que opera el servicio) su capacidad extra de producción o almacenamiento de energía, de manera agregada en forma de centrales eléctricas virtuales o Virtual Power Plants (**WGSTaaS/VPP**)
- Una herramienta que permite a los consumidores (domésticos o industriales) generar y consumir energía renovable sin necesidad de que sean ellos los dueños del equipo ni los responsables del mantenimiento del mismo (**WG RESCO**)
- Una plataforma interoperable que permite gestionar y procesar flujos masivos de datos heterogéneos provenientes de diferentes infraestructuras de energía, soportando así las diferentes aplicaciones de WiseGRID (**WG IOP**)



Figura 3. Soluciones tecnológicas del proyecto WiseGRID.

## Demostración en entornos reales

Más de 1.700 usuarios demostrarán las soluciones WiseGRID en 4 pilotos a gran escala durante al menos 15 meses, involucrando más de 60 baterías, 50 bombas de calor, 180 vehículos eléctricos, 40 estaciones de recarga y en total más de 70MWh de energías renovables incluyendo eólica, fotovoltaica e hidráulica.

Las actividades de demostración se llevarán a cabo en condiciones reales en tres Cooperativas eléctricas y DSOs públicas centradas en el consumidor (ECOPOWER en Flandes, Cooperativa eléctrica de Crevillent en España y ASM Terni en Italia) y en la DSO nacional de Grecia (HEDNO), que es la responsable del desarrollo, operación y mantenimiento de toda la Red de Distribución de Electricidad griega, incluyendo las islas. Los demostradores involucrarán los diferentes tipos de actores del mercado eléctrico tales como retailers, consumidores, prosumidores (tanto hogares como empresas), DSOs, agregadores y empresas de car-sharing y VE.

Las diferentes características y localización geográfica de los pilotos del proyecto permitirán evaluar el impacto de las soluciones integradas del proyecto bajo diferentes condiciones técnicas, climatológicas, normativas, legislativas y sociales. Por otra parte, gracias a los diferentes tamaños y condiciones de estos pilotos, se demostrará la replicabilidad y ampliación de los resultados en otros escenarios y/o regiones de Europa y se identificarán las posibles barreras a superar a nivel de la UE-27.

Con el fin de maximizar el impacto de las herramientas desarrolladas y validadas en WiseGRID, dentro del proyecto se está analizando la situación actual del mercado energético, así como del marco regulatorio y legal europeo, de modo que se puedan proponer modelos de negocio más sostenibles y sugerir cambios en la legislación existente, resaltando los beneficios de las cooperativas eléctricas.

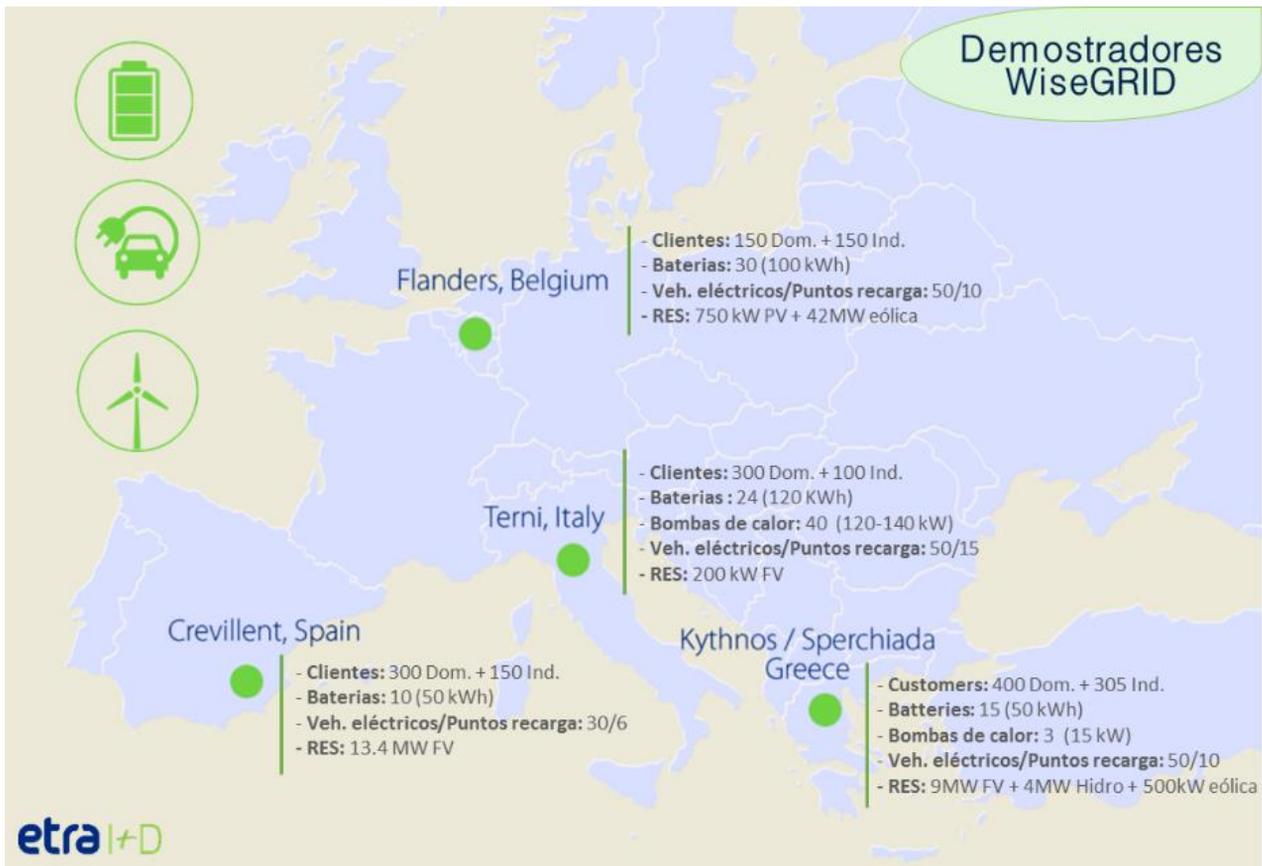


Figura 4. Pilotos de demostración WiseGRID.

Finalmente, en este contexto, en la última etapa del proyecto, después de evaluar el impacto de los desarrollos en entornos reales, se generará la hoja de ruta necesaria para transferir estos desarrollos TIC de forma eficiente a diferentes escenarios, basados en las lecciones aprendidas durante las etapas de despliegue, demostración y evaluación del proyecto.

## AGRADECIMIENTOS

Queremos ofrecer nuestros agradecimientos a todos los colaboradores del proyecto WiseGRID.

## REFERENCIAS

- "Description of action" del Proyecto WiseGRID (DoA WiseGRID, 2017).
- Entregable D2.1. WiseGRID requirements, Use cases and pilot sites analysis (WiseGRID, 2017).
- <https://www.wisegrid.eu/>

# NUEVA GENERACIÓN DE SISTEMAS DE COMUNICACIONES PLC PARA ACOMETER LOS NUEVOS RETOS DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BT

**Jaime Gandarias**, Responsable Oficina de Proyectos, Tecnalia  
**Ibone García-Borreguero**, Investigadora, Tecnalia  
**Itziar Angulo**, Investigadora, Universidad del País Vasco (UPV/EHU)  
**Igor Fernández**, Profesor Agregado, Universidad del País Vasco (UPV/EHU)  
**David de la Vega**, Profesor Titular, Universidad del País Vasco (UPV/EHU)  
**Txetxu Arzuaga Canals**, Responsable de Desarrollo de Negocio de Metering, ZIV

**Resumen:** Los despliegues de los sistemas de telegestión son ya una realidad en España. Las compañías de distribución están siendo capaces de cumplir con los requisitos de despliegue de forma que, para diciembre de 2018 la práctica totalidad de contadores instalados en nuestro país tendrán las funcionalidades de discriminación horaria y telegestión. Uno de los aspectos clave de este éxito ha sido el sistema de comunicaciones PLC (powerline) que facilita la interconexión de los contadores instalados en casa de cliente con los concentradores instalados en los centros de transformación. El sistema de telecomunicaciones PRIME (en su versión 1.3.6), que es la base tecnológica de multitud de redes de telecomunicaciones PLC, ha mostrado que es capaz de soportar los servicios de telecomunicaciones demandados por hasta la fecha, esto es, permite recuperar todos los días las curvas de carga horarias. Ahora bien, la pregunta que surge es si esta red de telecomunicaciones será capaz de soportar los nuevos servicios asociados tanto a la monitorización y control de nuevos activos (almacenamiento, generación distribuida) como a los servicios que demandarán los usuarios para mejorar la gestión energética de los hogares. En este artículo se identificarán los principales requisitos que los nuevos servicios impondrán a las redes de telecomunicaciones y describirá un breve estado del arte de la tecnología PRIME 1.4, identificando las principales acciones a realizar para que los retos planteados sean solventados por los nuevos sistemas.

**Palabras clave:** Sistemas de Telegestión PRIME 1.4, Banda CENELEC A

## INTRODUCCIÓN

En los últimos años hemos asistido en Europa a un despliegue masivo de sistemas de telegestión eléctrica. Estos sistemas de telegestión, tal y como se definen en el RD1110 [1], son sistemas de medida y comunicación bidireccional entre los contadores y las distribuidoras eléctricas que, con las máximas garantías de integridad y seguridad, permiten el acceso remoto a los contadores de energía eléctrica, con disponibilidad de lectura, con disponibilidad de gestión de la energía, control de la potencia demandada y contratada, gestión de la conexión/desconexión de suministros y otras funcionalidades, posibilitando el intercambio de información y actuaciones entre los sistemas de las empresas y los contadores eléctricos.

Este despliegue masivo de sistemas de telegestión en España es consecuencia de la disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007 de 28 de diciembre de 2007 en la que se establecía la necesidad de que todos los contadores de energía eléctrica asociados a suministros con una potencia contratada de hasta 15kW debían ser sustituidos por equipos nuevos que permitieran la discriminación horaria y la telegestión antes del 31 de diciembre de 2018. Similares regulaciones se pueden encontrar en muchos países europeos, por ejemplo, en Francia es obligatorio desplegar los nuevos contadores de telegestión entre los años 2015 y 2021 [2]. Otros países, como Italia, en los que el regulador tomó la decisión de sustituir los contadores eléctricos en el año 2006, y que en el año 2011 ya tenía el 95% de los 36 millones de contadores sustituidos, se encuentra en pleno proceso de redefinición de la nueva generación de los sistemas de telegestión a desplegar a partir de enero de 2019.

Una de las mayores dificultades a la que se enfrentaron las compañías de distribución eléctrica para el despliegue de los sistemas de telegestión fue el de cómo lograr el acceso remoto desde sus sistemas centrales a todos y cada uno de los contadores eléctricos instalados en los hogares de sus clientes. La capilaridad de la red de telecomunicaciones que era necesario desplegar era muy elevada, teniendo en cuenta la situación de partida, dado que las compañías de distribución eléctrica sólo disponían de redes de telecomunicaciones propias para interconectar sus activos más importantes, principalmente subestaciones eléctricas primarias y grandes centros de transformación capaces de proporcionar energía eléctrica a cientos de clientes. Ante el reto del acceso remoto a todos y cada uno de los contadores eléctricos de sus clientes, las compañías de distribución optaron, principalmente, por dos opciones: o bien basarse en los servicios de conectividad ofertados por los operadores móviles públicos, o bien extender sus redes de telecomunicaciones para proporcionar conectividad hasta el hogar de sus clientes basándose en la infraestructura que

ya tienen desplegada las compañías de distribución, esto es, los cables de potencia, haciendo uso de las comunicaciones PLC (powerline communications).

Los sistemas de telegestión en España, Francia, Portugal e Italia, entre otros países, se basan en las comunicaciones PLC y comparten una arquitectura distribuida, tal y como se describe en [3].

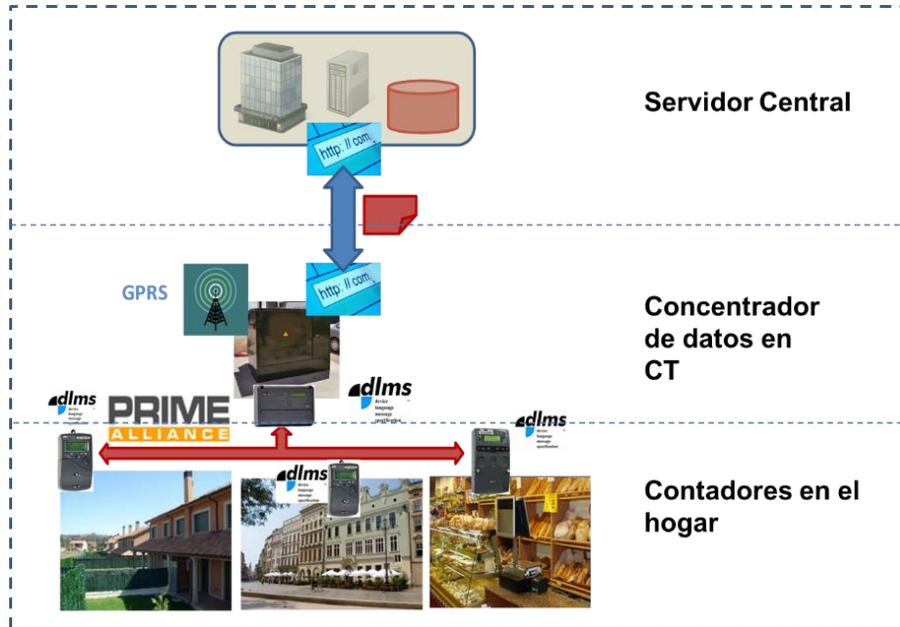


Figura 1. Arquitectura de sistema de telegestión basado en comunicaciones PLC.

Como se puede apreciar en la figura anterior, la red de telecomunicaciones PLC de BT resolvía un problema importante dado que asegura la conectividad a nivel de contador de cliente (estamos hablando de millones de emplazamientos), ahora bien, trasladaba el problema del acceso remoto al centro de transformación (decenas de miles de emplazamientos). Esta instalación de media tensión (MT), en un gran porcentaje de lugares, a diferencia de las instalaciones de alta tensión (AT), no disponía de ningún tipo de acceso a la red de telecomunicaciones de la compañía eléctrica. Bien es verdad, que la magnitud del problema (decenas de miles de instalaciones), es mucho menor que en el caso de los contadores de energía eléctrica. Las soluciones adoptadas por las compañías de distribución eléctrica fueron variadas. Así, en algunos centros de transformación, se instalaron routers celulares que proporcionaban acceso seguro a la Intranet de la compañía eléctrica mientras que, en otros segmentos de la red de MT, se establecieron redes PLC en MT con uno o varias conexiones a la red backbone de la compañía eléctrica.

Las compañías de distribución eléctrica han aprovechado las inversiones que han tenido que abordar durante el despliegue de los sistemas de telegestión para dotar de un mayor grado de digitalización a su red de distribución de MT, y así en los centros de transformación se han añadido otros equipos como remotas o detectores de paso de falta que son claves en la monitorización y la resolución de incidencias en la red de MT. Estos nuevos elementos hacen uso de los servicios de telecomunicaciones ya desplegados en los CT.

## EVOLUCIÓN DE LOS SERVICIOS DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BT

El pasado mes de noviembre de 2016, la Comisión Europea propuso una serie de medidas englobadas en el Paquete de Energía Limpia que, entre otras cuestiones, persigue ahondar en la reforma del mercado de la energía con objeto de capacitar a los consumidores y permitirles un mejor control de sus opciones energéticas. En este punto merece la pena resaltar algunos párrafos de la propuesta de directiva del parlamento europeo y del consejo sobre las normas comunes para el mercado interior de la electricidad, de febrero de 2017.

La digitalización a través de Internet y el rápido desarrollo de contadores y posibilidades de negociación vía internet hacen posible **que la industria, las empresas e incluso los hogares puedan producir y almacenar la electricidad, y participar en los mercados de la electricidad a través de mecanismos de respuesta de la demanda**. El mercado de la electricidad del próximo decenio se caracterizará por una producción de electricidad más variable y descentralizada, una mayor interdependencia entre los Estados miembros y nuevas oportunidades tecnológicas en beneficio de los consumidores, que podrán ver reducidas sus facturas y participar activamente en los mercados de la electricidad (variando su demanda, almacenando o practicando el autoconsumo).

Si a este papel central del consumidor en el mercado eléctrico, sumamos la apuesta decidida por las energías renovables distribuidas, el papel de las compañías de distribución [4] deberá adecuarse para enfrentarse a los nuevos retos que se le plantean, esto es, no sólo los relativos a su labor tradicional de la operación de red, sino también los referentes a la gestión de la energía tanto desde el punto de vista de la oferta (fuentes de energía renovables, distribuidas en su red de MT y BT) como desde el punto de vista de la demanda (papel más dinámico de los consumidores).

Esta evolución conllevará importantes avances en la digitalización de las redes de MT y BT, pudiéndose prever dos vectores de evolución que demandarán nuevos requisitos a las redes de telecomunicaciones actualmente desplegadas y que regirán su evolución futura:

- Los operadores de la red de distribución requerirán una **monitorización en tiempo real de la red de MT y BT**; un ejemplo claro se puede encontrar en los periodos de integración de las curvas de carga. En la actualidad (año 2017), en España, las curvas de carga tienen un periodo de integración de 1 hora. Para que los operadores de distribución puedan actuar de forma efectiva sobre la demanda, será necesario disponer de curvas de carga con periodos de integración más frecuentes (incluso de hasta 5 minutos). De esta manera, las empresas distribuidoras de electricidad (distribution system operator, DSO) aplicando políticas de flexibilidad de demanda, e invirtiendo en sistemas de almacenamiento, podrán optimizar sus inversiones en activos de la red, lo cual será muy beneficioso para todos los actores del sector eléctrico.
- Un segundo vector muy importante se encuentra en los **consumidores finales, los cuales deberán disponer información en casi tiempo real (1-5 segundos)** de su consumo/generación eléctrica para poder realizar una gestión energética eficiente de su hogar y, si procede, poder participar de forma activa como un agente del sistema eléctrico.

Estos dos vectores de evolución tendrán un gran impacto en los requisitos a demandar a los servicios de telecomunicaciones en las redes PLC ya desplegadas.

- Por una parte, el volumen de datos que los servicios de telegestión demandarán de las redes de telecomunicaciones crecerá varios órdenes de magnitud. Tal y como se apuntaba anteriormente, si una curva de carga con periodo de integración horaria genera diariamente 24 valores de energía activa importada y otros tanto de energía activa exportada, en el mismo periodo de tiempo, disminuyendo el periodo de integración a 5 minutos, el número de valores de energía activa importada/exportada será de 288.
- Por otra parte, **el acceso a los datos almacenados en los contadores deberá ser más frecuente**. No es lo mismo las necesidades de acceso requeridas para facturar a los clientes (con acceder una vez al día es más que suficiente), que las necesidades de acceso para participar en un mercado de gestión de la demanda, en las que el acceso requerido será mucho más frecuente (una vez cada 5 – 15 minutos).
- Finalmente, a los servicios actuales de telegestión se podrían añadir **nuevos servicios**, de distinta naturaleza, **que también requerirán acceso a la red de telecomunicaciones**. En este punto se pueden destacar potencialmente tanto las necesidades de acceso directo desde el hogar a la información almacenada en los contadores eléctricos como los nuevos servicios de monitorización y control remoto de los nuevos activos a desplegar en la red (almacenamiento y generación distribuida).

## PRIME COMO TECNOLOGÍA BASE DE LAS REDES PLC

La tecnología PRIME (PowerLine Intelligent Metering evolution) [1] es una tecnología de telecomunicaciones PLC desarrollada por la alianza PRIME (<http://www.prime-alliance.org>) y que constituye un estándar internacional ITU G.9904. Numerosas compañías de distribución como Iberdrola, Energa, EDP o Gas Natural Fenosa están desplegando sus sistemas de telegestión basándose en la tecnología PRIME. Estos despliegues se basan en la versión 1.3.6 que

especificaba un esquema de modulación OFDM (Orthogonal Frequency Division Multiplexing) en la banda CENELEC A (de 3 a 95 kHz) que, en Europa, está reservada para las compañías de distribución (EN 50065-1). Más en concreto, PRIME en su versión 1.3.6 ocupa la banda de frecuencias entre los 40 y los 90kHz, obteniéndose tasas de transferencia brutas de hasta 21.4kbps en su modo más robusto.

Tal y como se indicaba en el apartado anterior, las redes de telecomunicaciones de los sistemas de telegestión requerirán tasas de transferencia que pueden ser varios ordenes de magnitud superiores a las actuales. Con objeto de proporcionar dichas tasas de transferencia, la alianza PRIME ha evolucionado su estándar de comunicaciones (versión 1.4) proporcionando la posibilidad de multiplicar por ocho el ancho de banda disponible. Para ello, PRIME 1.4 amplía su funcionamiento hasta los 500kHz. Este nuevo ancho de banda, que en Europa está regulado de acuerdo con el estándar EN 50065-1:2001+A1:2010, permite a PRIME definir una capa física con ocho canales tal y como se muestra en la siguiente figura:

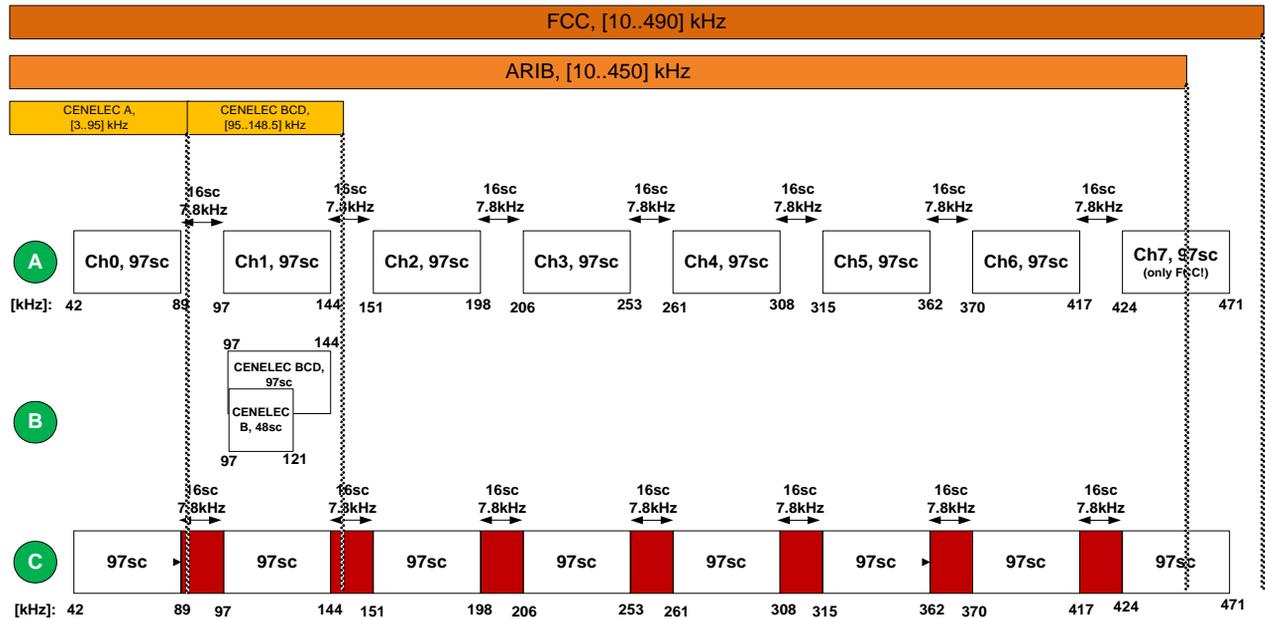


Figura 2. Banda de frecuencias usada por los 8 canales de PRIME 1.4.

Con objeto de asegurar el éxito de los despliegues, es necesario estudiar muy detenidamente el comportamiento de las nuevas bandas de frecuencia. Aunque ya están apareciendo algunos estudios que analizan el rendimiento de las comunicaciones PLC en la nueva banda de frecuencias [5], es pronto todavía para asegurar la viabilidad de usar los 8 canales definidos en PRIME 1.4 como base tecnológica para las redes de telecomunicación de los nuevos sistemas de telegestión.

Tal y como se indica en [5] algunos canales en las redes urbanas presentan ciertos niveles de interferencia que pueden dificultar las comunicaciones. Además, como es bien sabido, cuanto más alta es la frecuencia, mayor influencia tendrá la variable distancia entre el centro de transformación y los contadores. Por todo ello, la principal actividad a realizar, antes de acometer los nuevos despliegues de telegestión, será la de validar - en distintos escenarios de campo (redes rurales / urbanas / aéreas / subterráneas, etc.) - el rendimiento que se puede obtener en los nuevos canales definidos en la versión PRIME 1.4 para así identificar qué canales podrán ser usados para optimizar las tasas de transferencia de las nuevas redes de telecomunicaciones PRIME.

## AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha sido parcialmente financiado por el Gobierno Vasco (IT.683-13 y ELKARTEK KK-2017/00071).

## CONCLUSIONES

La conclusión, por tanto, es clara. La colaboración estrecha entre fabricantes, laboratorios, entidades de investigación y compañías eléctricas, es condición necesaria para asegurar el éxito de la nueva generación de sistemas de telegestión. El lanzamiento, por tanto, de proyectos y estudios que, basándose en campañas de medidas en campo, permitan caracterizar el canal de comunicaciones PLC en la banda de frecuencias de 150KHz a 500 kHz permitirá demostrar que las redes de telecomunicaciones PRIME 1.4 podrán soportar los requisitos impuestos por los nuevos sistemas de telegestión.

Y este es el propósito del nuevo proyecto COM4RED, cuyo título explica muy bien los objetivos que persigue. Investigación de las comunicaciones PLC para Redes Eléctricas en nuevas bandas de frecuencia. Eliminación de interferencias y nuevos servicios a través de red eléctrica. Este proyecto, iniciado en mayo de 2017 y financiado por el Gobierno Vasco, es fruto de la colaboración entre la Universidad del País Vasco, Tecnalía y ZIV.

## REFERENCIAS

- [1] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, «Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.,» 18 09 2007. [En línea]. Available: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2007-16478](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2007-16478).
- [2] ESMIG, «Status of smart metering in Europe» 2016.
- [3] T. Arzuaga, Arquitectura de Telegestión: Sistema de Información Distribuida, Madrid, 2013.
- [4] E. y. Sociedad. [En línea].
- [5] P. Alliance, «PRIME Specification v1.3.6» [En línea]. Available: [http://www.prime-alliance.org/wp-content/uploads/2013/04/PRIME-Spec\\_v1.3.6.pdf](http://www.prime-alliance.org/wp-content/uploads/2013/04/PRIME-Spec_v1.3.6.pdf).
- [6] M. C. I. G. B. A. S. I. U. A. F. Ibon Arechalde, «Performance of PLC communications in frequency bands from 150kHz to 500kHz» IEEE ISPLC, 2017.

# EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA EN VIVIENDAS EN RIESGO DE POBREZA ENERGÉTICA

Laura Romero Rodríguez, José Sánchez Ramos, Servando Álvarez Domínguez, M. Carmen Guerrero Delgado & José Luis Molina Félix

Grupo de Termotecnia, Escuela Superior de Ingenieros, Universidad de Sevilla

**Resumen:** En el marco del DSM en las Smart Grids, la mayoría de las medidas en viviendas están tradicionalmente encaminadas a la modificación de los consumos eléctricos. En su lugar, el presente trabajo ofrece una visión distinta, centrándose en la reducción de la demanda de climatización que a su vez repercutirá en los consumos eléctricos. Ello se lleva a cabo a través de medidas de control solar, implementadas en un contexto de DSM a través de sensores y actuadores. Las viviendas de bajos ingresos son un grupo en el que el DSM juega un papel principal, por lo que son objeto del presente estudio. Se estimará para cada medida el ahorro en demanda, la inversión necesaria, así como el ahorro anual en costes obtenido.

**Palabras clave:** Edificios Inteligentes, DSM, Control Solar, Pobreza Energética

## INTRODUCCIÓN

En esta era de incertidumbre en cuanto a la planificación energética, la demanda del consumidor ha emergido como figura central, puesto que puede ser vista como una forma de equilibrar la producción y la demanda de electricidad, dándole una flexibilidad al sistema cuya responsabilidad no recae solo en la infraestructura de generación. La gestión de la demanda, conocida como Demand Side Management (DSM) en inglés, puede ayudar a reducir la congestión de la red eléctrica y la necesidad de una mayor inversión en equipos de generación (Roldán Fernández et al., 2016). La mayoría de los programas destinados a influir en el uso de energía del consumidor son considerados DSM, y pueden ser usados con el objetivo de reducir la demanda en horas pico, el consumo estacional o alterar el momento de su uso (Arteconi et al., 2012).

Desde el punto de vista de la política energética, el fomento de las viviendas inteligentes forma un área de acción prioritaria para la Unión Europea en su plan estratégico de tecnología energética. Debido a esto, las viviendas inteligentes son consideradas como una parte integral de las futuras Smart Grids, pues ayudan a reducir la demanda global, aliviar las restricciones de consumo durante los picos de demanda (Wilson et al., 2017) y optimizar el uso de la energía, a la vez que se garantiza el confort de los ocupantes.

Aunque hasta hace poco tiempo se consideraba que la implementación de elementos de automatización en un hogar estaba reducida a las viviendas de “alto standing”, hoy en día la producción a gran escala de este tipo de dispositivos plantea la viabilidad de diversas estrategias de gestión de la demanda para viviendas con menores recursos. Tradicionalmente, la demanda en la edificación ha sido abordada requiriendo edificios y equipos de alta eficiencia, pero las soluciones de rehabilitación de edificios existentes pueden llegar a ser una tarea difícil y costosa (Robert and Brian, 2015). Ello plantea la cuestión sobre si la implementación de medidas de DSM podría equipararse a las de rehabilitación tradicional.

El presente estudio pretende dar respuesta a dicha cuestión, analizando el potencial de reducción de la demanda de distintas medidas de control solar en verano, en el marco de una vivienda inteligente en la cual se implementarán persianas motorizadas y sensores de movimiento, así como una centralita capaz de controlar el cierre de las persianas en función de las condiciones existentes. En particular, se pretende observar la mejora que estas medidas pudieran suponer para viviendas en riesgo de pobreza energética en localidades de alta severidad climática, cuyas temperaturas en el interior pueden llegar a alcanzar en verano hasta 40 °C.

## Descripción del caso

La vivienda analizada en el presente estudio está situada en Morón de la Frontera (Sevilla), y pertenece a una familia en riesgo de pobreza energética. Para la vivienda, se evaluará mediante simulación el impacto energético/económico que suponen las medidas de control solar a estudio. Se trata de una vivienda en planta intermedia, construida en el año 1983. La fachada principal está orientada al Suroeste, y la construcción de muros y ventanas es de baja calidad. La vivienda está habitada por 4 personas.

La motivación del presente trabajo queda justificada al analizar las temperaturas reales medidas en la vivienda bajo estudio. Como se puede observar en la siguiente imagen que muestra las temperaturas horarias medidas durante Julio del año 2017, se llegan a alcanzar temperaturas interiores de 38 °C, valor muy por encima de los límites de confort. Si se usa el modelo propuesto por Fanger (Fanger, 1970) para el análisis del confort en la vivienda, se puede calcular el número de horas fuera de la consigna de confort (temperatura superior a 25°C), el sumatorio de esa diferencia de temperaturas (“Confort V”, temperatura medida menos consigna) y el sumatorio de la diferencia de temperaturas ponderada por el porcentaje de personas insatisfechas “Confort VPF”, tal y como enuncia Fanger. Estos valores aparecen en la Tabla I.

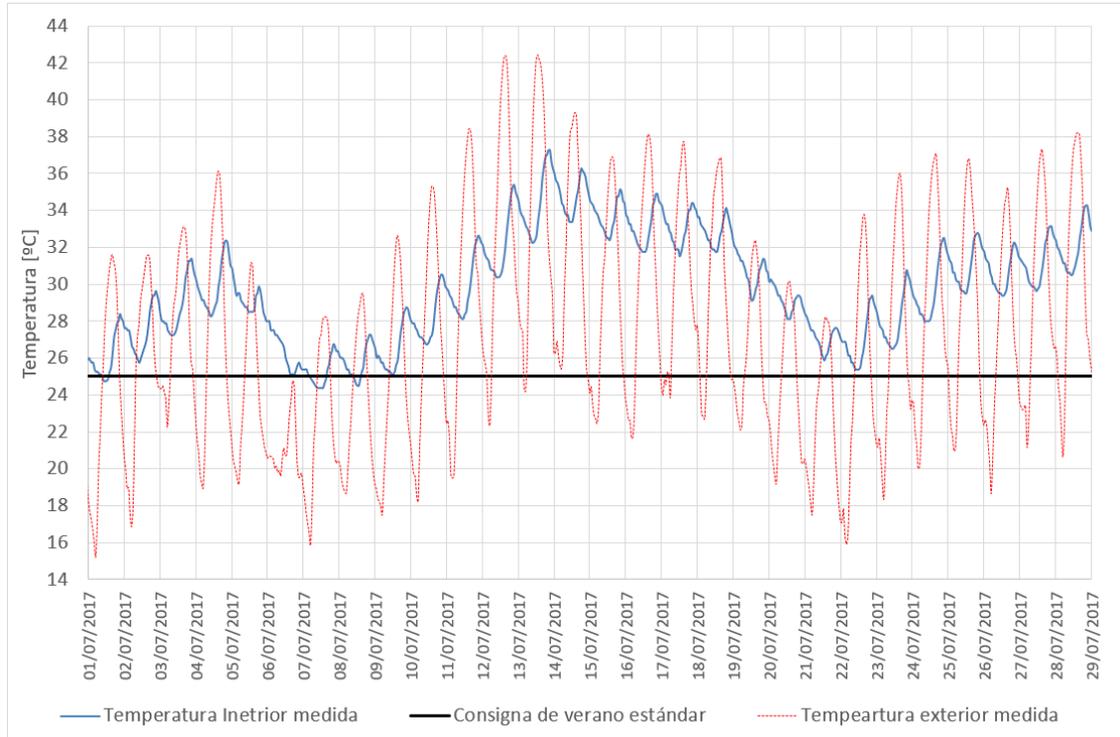


Figura 1. Medidas de temperatura horaria de la vivienda bajo estudio. Julio de 2017.

Vivienda 30	Horas	Confort V [Grados hora]	Confort VPF [Grados hora ponderados]
Julio 2017	721	3730	3337

Tabla I. Análisis de confort de la vivienda.

Para llevar a cabo un análisis detallado del comportamiento de la vivienda, se ha utilizado un complemento de la Herramienta Unificada Lider Calener (HULC), empleada para la evaluación de la demanda energética y del consumo energético en edificios y la certificación energética a nivel nacional. Una vez realizado el modelo de la vivienda, para llevar a cabo el análisis de la forma más real posible es necesario incluir también las sombras de los edificios circundantes, puesto que estos podrán tener una gran influencia en el comportamiento energético de la vivienda al suponer un impedimento al acceso solar de las fachadas expuestas.

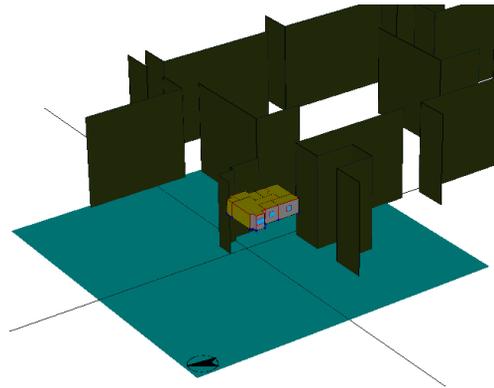


Figura 2. Modelo de la vivienda en HULC y sombras de los edificios circundantes.

Además, es necesario considerar las condiciones reales de utilización de la vivienda. En la siguiente imagen se puede observar el perfil empleado para reflejar la presencia en cada espacio durante el día:

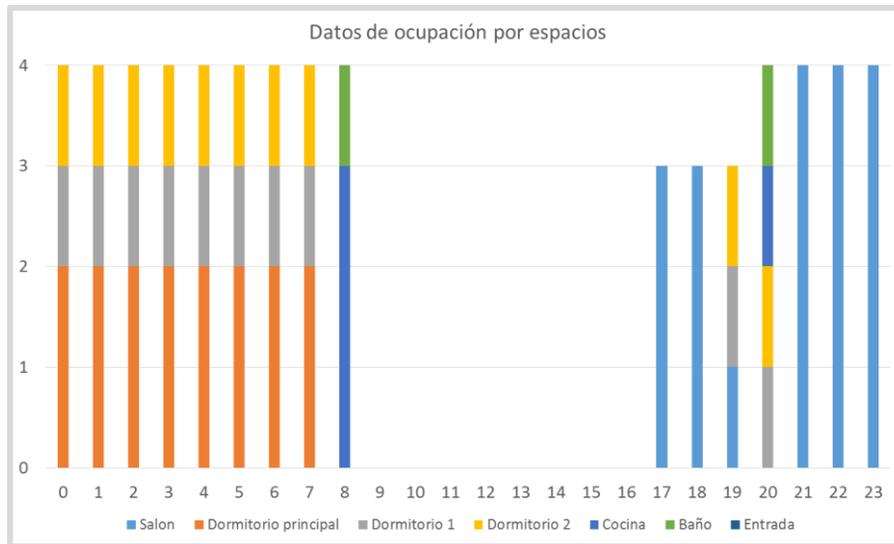


Figura 3. Número de personas en cada espacio de la vivienda durante el día.

Antes de proceder a analizar los resultados obtenidos de las mejoras en demanda para las distintas estrategias consideradas, cabe mencionar que se han estudiado los casos suponiendo las temperaturas de consigna que se muestran a continuación, y que incluyen valores típicos de climatización de viviendas de estas características, con oscilación libre durante la noche y en períodos de no ocupación.

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
CONSIGNA REFRIGERACIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25	25	25	25	25	25	25

Tabla II. Temperaturas de consigna empleadas en las simulaciones.

### Descripción de las medidas a estudio: estrategias de control solar

Los sistemas de control solar pueden ayudar a interceptar los rayos de sol antes de que alcancen el interior del edificio en periodos de necesidad de enfriamiento y permitir de esa forma las ganancias solares requeridas en periodos de necesidad de calentamiento. Ya se ha comprobado que los dispositivos controlados de sombreado de ventanas tienen un gran efecto en el consumo de energía, debido a las ganancias solares, transmisión de calor e infiltraciones (Dutta

et al., 2017). Varios algoritmos de control de protección solar han sido utilizados en la literatura existente: basados en la radiación solar incidente, en las temperaturas interiores o en otros aspectos (Tzempelikos and Shen, 2013). El término de protección solar dinámica es utilizado comúnmente para sugerir una forma de reducir el sobrecalentamiento al mismo tiempo que se mantienen niveles aceptables de luz diurna y radiación solar cuando se requieran, sin comprometer el confort térmico.

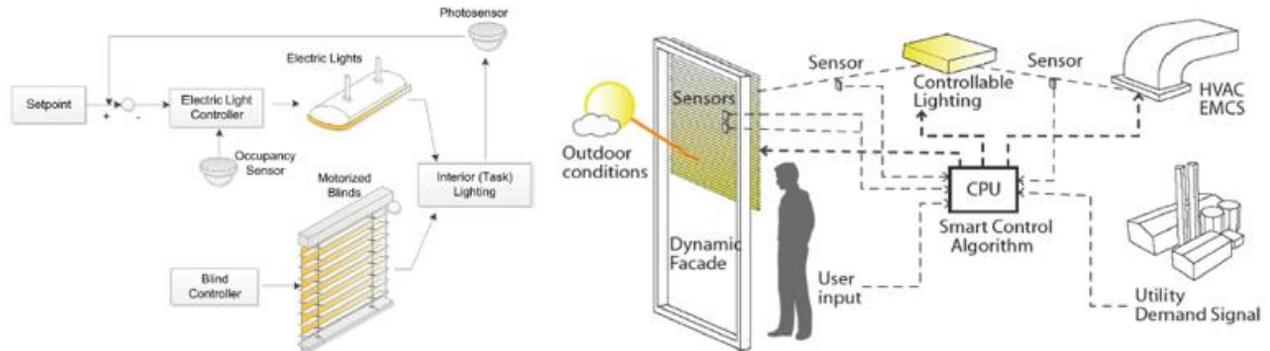


Figura 4. Ejemplo de control de dispositivos de protección solar automática (Konstantoglou and Tzangrassoulis, 2016).

Antes de exponer las distintas estrategias de control solar cabe mencionar la influencia que la inclusión de elementos como persianas tiene no sólo sobre el factor solar de la ventana, sino también sobre su transmitancia térmica. Las ventanas con las persianas bajadas tienen una capa adicional, y por lo tanto una mayor resistencia térmica en caso de estar cerradas. Este efecto en las transmitancias térmicas de las persianas o los dispositivos de sombreamiento, es frecuentemente obviado en la mayoría de estudios. De acuerdo con la norma "Thermal performance of windows, doors and shutters - Calculation of thermal transmittance", una persiana en la parte exterior de una ventana introduce una resistencia térmica adicional, que resulta tanto de la capa de aire entre la persiana y la ventana como de la propia persiana. La transmitancia térmica de una ventana con persianas cerradas  $U_{WS}$  está dada por la ecuación siguiente:

$$U_{WS} = \frac{1}{\frac{1}{U_w} + \Delta R} ,$$

Donde  $U_w$  es la transmitancia térmica de la ventana y  $\Delta R$  la resistencia térmica adicional, que depende de las propiedades térmicas de la persiana y de su permeabilidad al aire. La ecuación anterior será por lo tanto utilizada en el presente estudio para evaluar cuanto se reduciría el valor  $U$  de las ventanas cuando exista una persiana en posición cerrada.

## Análisis de resultados

El objetivo de este apartado es mostrar una síntesis de la validación realizada sobre la base conceptual creada en torno a las medidas a estudio. Las estrategias de control solar que se consideran más interesantes y por lo tanto van a ser analizadas son:

- Control solar caso estándar (CS\_EST): este es el caso normalmente utilizado por defecto en los programas de simulación energética de edificios, por asemejarse a las condiciones reales de utilización de los usuarios. Durante el verano, se bajarán las persianas un 30%. Sería el caso sin DSM.
- Control solar en función de la presencia (CS\_VER\_PRES): durante el día en verano, se bajarán las persianas cuando no haya nadie en la vivienda. En este caso sería necesario un sensor de presencia en la vivienda, un actuador en cada persiana, y una centralita capaz de controlar todos los sensores y tomar decisiones en función de las condiciones de ocupación y la hora del año.
- Control solar en función de la presencia y manteniendo la iluminación natural (CS\_VER\_PRES\_ILUM): durante el día en verano se bajarán las persianas cuando no haya nadie en la vivienda. Además, si es de día y hay alguien en la vivienda se cierran las persianas hasta un 10%, de forma que la ventana quede algo abierta y mantenga un cierto nivel de luminosidad.

Las decisiones sobre la apertura y cierre de las persianas en las simulaciones de las estrategias consideradas son tomadas para cada hora del año de forma independiente, en función de la ocupación. Como se mencionó anteriormente, en caso de proceder al cierre de la persiana cuando se cumplen las condiciones, se considerará su influencia tanto sobre el factor solar como sobre la transmitancia térmica. A la vista de los resultados, se puede observar como el caso de control solar por presencia, que cierra las persianas en verano cuando no se detecta a nadie en la vivienda, presenta unos ahorros alrededor del 25%. Por otro lado, el caso que además baja las persianas habiendo presencia, pero manteniendo ciertos niveles de luminosidad, proporciona unos ahorros de más del 30 %, lo cual se puede considerar un ahorro bastante notable. La comparación entre las distintas medidas puede observarse en la siguiente figura.

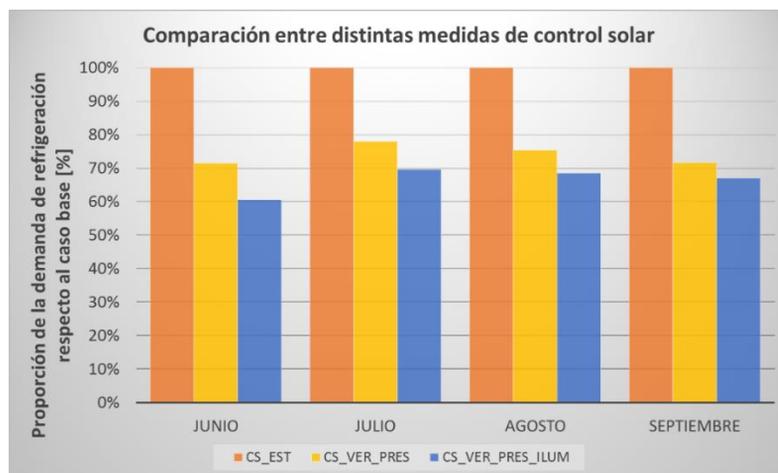


Figura 5. Comparación de demandas con respecto al caso base definido.

### Síntesis energética-económica

Una vez obtenidos los resultados de demanda de refrigeración de las estrategias analizadas, así como evaluado los ahorros obtenidos respecto al escenario sin gestión de la demanda, es necesario hacer una evaluación económica. Sin ella, no sería posible cuantificar la viabilidad de la implementación de las distintas medidas. Combinando los resultados anteriores con unos valores de inversión estimados para cada una de las estrategias a partir de la búsqueda realizada sobre la información publicada por fabricantes o distribuidores, se pueden obtener las variables a partir de las cuales establecer un juicio energético-económico fundamentado. Gracias a ello, se puede estimar el ahorro obtenido en cada año. La siguiente tabla resume los resultados de ahorro energético y los costes asociados a las medidas:

Estrategia	Ahorro sobre la demanda de ref. [%]	Centralita [€]	Sensor de movimiento en la vivienda [€]	Persianas motorizadas (7 ventanas) [€]	Coste inversión total [€]	Consumo Energía final [kWh]	Coste [€/año]	Ahorro [€/año]
CS_EST	0.00%	0 €	0 €	0 €	0 €	581.5	127.9	0
CS_VER_PRES	24.70%	362 €	101 €	1398 €	1,860 €	437.6	96.3	31.6
CS_VER_PRES_ILUM	32.30%	362 €	101 €	1398 €	1,860 €	393.7	86.6	41.3

Tabla III. Síntesis de ahorro energético y costes totales vinculados de las medidas estudiadas.

Como se puede observar, las medidas estudiadas tienen un coste inicial elevado. Esto es así porque los actuadores de persianas y su comunicación con la centralita presentan un alto coste, que se prevé bajará en los próximos años. Además, una posible solución ante estos inconvenientes es la sustitución de la ventana completa por ventanas inteligentes que integran la medición de temperatura, luminosidad, presencia e incluso calidad de aire, y que se presentan como una opción de futuro compacta y más asequible.

## CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos ponen de manifiesto la utilidad de la implementación de dispositivos utilizados frecuentemente en las viviendas inteligentes para reducir las necesidades de refrigeración en viviendas de bajos recursos que alcanzan temperaturas en verano fuera de los límites de confort, llegando a presentar ahorros en demanda de más de un 30 %. Sin embargo, los costes que este tipo de dispositivos llevan asociados no permiten hoy en día obtener grandes beneficios económicos a corto plazo. Su combinación con otras estrategias como por ejemplo la ventilación nocturna todavía no ha sido estudiada de forma extensa en el marco de las viviendas inteligentes, y por lo tanto debería ser objeto de futuros estudios. Aunque estas medidas no sean comúnmente consideradas en gestión de la demanda, los autores del presente trabajo consideran que la interacción entre el DSM y las medidas tradicionales de eficiencia energética es de vital importancia, debido a la alta repercusión que tienen sobre el consumo de climatización de las viviendas de España, que cuentan con una alta proporción de uso eléctrico. Dicho consumo eléctrico total puede verse reducido gracias a estas medidas, además de producirse a su vez una reducción de los picos de demanda, con los beneficios económicos y medioambientales que ello conlleva para las futuras Smart Grids.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo no habría sido posible sin la colaboración y participación de la Agencia de Vivienda y Rehabilitación de Andalucía AVRA (Conserjería de Fomento y Vivienda de la Junta de Andalucía), especialmente de su sección de rehabilitación de edificios. Asimismo, este desarrollo forma parte del proyecto “DACAR – Distritos de Balance Energético Nulo Mediante Algoritmos de Confort Adaptativo y Gestión Óptima de Redes Energéticas”, financiado por el Programa Estatal de Investigación, Desarrollo e Innovación Orientada a los Retos de la Sociedad (Ministerio de Economía y Competitividad - Fondo Europeo de Desarrollo Regional). Finalmente, los autores agradecen al Vicerrectorado de Investigación y al V Plan Propio de la Universidad de Sevilla el apoyo prestado para la financiación de este trabajo.

## REFERENCIAS

- Arteconi, A., Hewitt, N.J., Polonara, F., 2012. State of the art of thermal storage for demand-side management. *Appl. Energy* 93, 371–389. doi:10.1016/j.apenergy.2011.12.045
- Dutta, A., Samanta, A., Neogi, S., 2017. Influence of orientation and the impact of external window shading on building thermal performance in tropical climate. *Energy Build.* 139, 680–689 doi:10.1016/j.enbuild.2017.01.018
- Fanger, P.O., 1970. Thermal comfort. Analysis and applications in environmental engineering.
- Konstantoglou, M., Tsangrassoulis, A., 2016. Dynamic operation of daylighting and shading systems: A literature review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 60, 268–283 doi:10.1016/j.rser.2015.12.246
- Robert, D., Brian, R., 2015. Innovative Solutions for Energy Conservation Through Commercial and Domestic Demand Side Management, *Energy Procedia*. Elsevier B.V. doi:10.1016/j.egypro.2015.11.457
- Roldán Fernández, J.M., Burgos Payán, M., Riquelme Santos, J.M., Trigo García, Á.L., 2016. Renewable generation versus demand-side management. A comparison for the Spanish market. *Energy Policy* 96, 458–470. doi:10.1016/j.enpol.2016.06.014
- Tzempelikos, A., Shen, H., 2013. Comparative control strategies for roller shades with respect to daylighting and energy performance. *Build. Environ.* 67, 179–192 doi:10.1016/j.buildenv.2013.05.016
- Wilson, C., Hargreaves, T., Hauxwell-Baldwin, R., 2017. Benefits and risks of smart home technologies. *Energy Policy* 103, 72–83. doi:10.1016/j.enpol.2016.12.047

## REGULANDO LAS SMART GRIDS: LAS “MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES” EN PRIVACIDAD Y SEGURIDAD

**Dra. Inmaculada Revuelta Pérez**, Profesora Titular de Derecho Administrativo, Universidad de Valencia, IP Grupo Legambiental

**Resumen:** El desarrollo de las Smart Grids y la implantación de los contadores inteligentes está muy condicionado por la protección de la privacidad y la seguridad de los usuarios. La regulación española no ha ofrecido todavía soluciones jurídicas adecuadas a estas cuestiones, pero existen importantes desarrollos en este sentido en el Derecho de la Unión Europea, que ha introducido nuevos principios, técnicas y estándares, como las “mejores técnicas disponibles”. La aprobación del Reglamento General de Protección de Datos de 2016, al asumir el principio de “protección desde el diseño” y remitirse en cuanto a las medidas aplicables al “estado de la técnica”, supondrá, como ha ocurrido en el ámbito del control de la contaminación industrial, que los estándares técnicos exigibles en este campo se van a determinar a nivel europeo, garantizándose un nivel mínimo común de protección en todos los Estados, con independencia de los sistemas de medición que se utilicen en los Estados.

**Palabras clave:** Smart Grids, Contadores Inteligentes, Regulación, Privacidad, Seguridad, Mejores Técnicas Disponibles

### INTRODUCCIÓN

Los datos personales y la privacidad gozan de una elevada protección en la Unión Europea. Están reconocidos como derechos fundamentales de las personas (arts. 7 y 8 CDFUE y 16 TFUE) y la normativa europea en la materia (en particular, la Directiva 95/46) y el Tribunal de Justicia de la Unión Europea, han consagrado a lo largo de más de dos décadas un conjunto de principios generales, derechos y obligaciones para los responsables del tratamiento (entre otros muchos, minimización de datos, “derecho al olvido”, etc.).

La aprobación, en 2016, del Reglamento General de Protección de datos (RGPD)[1], ha supuesto un claro avance pues a partir de mayo de 2018 no solo se aplicará directamente la norma europea en los Estados miembros, sin necesidad de actos de incorporación, sino que se han introducido nuevos principios (“protección desde el diseño”; y, la “protección por defecto”); derechos; y, obligaciones para los responsables del tratamiento, como la realización de análisis de impacto que demuestren el cumplimiento de la normativa (art. 35); o, la aplicación de las mejores técnicas para garantizar la privacidad y la seguridad (art. 25).

Estas exigencias legales son plenamente aplicables a los operadores del sector de los sistemas de medición inteligente y de las Smart Grids pues estos avances tecnológicos permitirán acceder y procesar masivamente datos personales de los consumidores de energía. Nuestro país ha sido uno de los más avanzados en su despliegue en el sector eléctrico, pues ya en 2007 el Gobierno estableció el 31 de diciembre de 2018 como fecha máxima para la sustitución de todos los contadores analógicos aunque todavía no se ha desarrollado una regulación que aborde debidamente todas las cuestiones que plantea esta recogida de información personal desde la perspectiva de la privacidad y seguridad (entre otros, elaboración de perfiles de los usuarios basados en sus actividades domésticas o acceso de terceros a datos almacenados).

La propia Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, organismo regulador del mercado energético, ya puso de manifiesto esta deficiencia regulatoria en 2014[2], al igual que respecto de otras funcionalidades de los contadores digitales, como el acceso del consumidor a sus datos de consumo. La normativa aprobada en 2015 ha avanzado en algunas cuestiones, pero sigue sin darse una respuesta apropiada a esta importante cuestión, acorde con los planteamientos actuales del Derecho de la Unión [3].

En la Unión Europea, en efecto, se han producido desarrollos normativos de calado sobre la privacidad y seguridad en las Smart Grids y los contadores inteligentes, en forma de Recomendaciones de la Comisión, que contienen nuevos principios, técnicas y estándares aplicables, como el principio de “protección de datos desde el diseño”; o, las “mejores técnicas disponibles” (MTD). En lo que sigue se analizan estos desarrollos del Derecho de la Unión Europea (contenido y alcance), prestándose especial atención por su novedad en este campo de las Smart Grids a la regla MTD (origen, concepto y configuración).

## **APROXIMACIÓN A LA REGULACIÓN EUROPEA: LAS EVALUACIONES DE IMPACTO SOBRE LA PRIVACIDAD, LAS FUNCIONALIDADES MÍNIMAS DE LOS CONTADORES INTELIGENTES Y LA REMISIÓN A LAS MTD**

Desde hace casi una década, el legislador energético de la Unión Europea viene promoviendo el desarrollo de las redes inteligentes y la implantación de sistemas de medición inteligente pero no ha impuesto a los Estados plazos concretos y ha dejado esta decisión en sus manos, previo análisis coste-beneficio (Directivas 2009/72 y 2009/73). De la misma manera, la garantía de la tutela de la privacidad y seguridad se ha encomendado a los Estados (Directiva 2012/27). La Comisión Europea, dado el relevante papel que están llamados a jugar los sistemas de medición inteligente y las Smart grids en el nuevo mercado energético común, viene desarrollando, de manera informal, una importante labor regulatoria en esta materia y sentando las bases de la más que previsible armonización futura del sector.

En 2009, esta Institución creaba el “Grupo especial sobre redes inteligentes”, una plataforma de expertos de las partes interesadas (industria, Estados, etc.) con la finalidad de disponer de asesoramiento técnico de calidad para poder desarrollar las políticas y normas de la Unión en este ámbito [4]. Además, encargó a los organismos europeos de normalización la elaboración de normas técnicas sobre cuestiones tecnológicas y de comunicación (protocolos de intercambio de información).

Resultado de ello fue la aprobación de la Comunicación “redes inteligentes: de la innovación a la implantación (2011) [5], que identificaba los principales retos del despliegue de los sistemas de contador inteligente (en particular, la seguridad y la protección de los datos personales) y ofrecía orientaciones a los Estados sobre los preparativos. Este documento ya planteaba la aplicación del principio de “protección de la privacidad desde el diseño”, ahora recogido en el RDPG de 2016. Tan sólo un año después la Comisión aprobaba la importante Recomendación 2012/148, sobre contadores inteligentes [6], con la finalidad de asistir a los Estados en el despliegue en la electricidad y el gas. En ella se determinó la metodología del análisis coste beneficio que debían llevar a cabo previamente los Estados, así como las reglas y criterios aplicables en protección de datos y seguridad. En este sentido, se acogieron los principios de “protección desde el diseño” y “protección por defecto” y se introdujeron las herramientas para garantizar su aplicación, esto es, la evaluación del impacto sobre la protección de datos; y, la determinación de las soluciones técnicas exigibles, esto es, las “mejores técnicas disponibles” en Smart Grids.

Un elemento de gran relevancia práctica de la Recomendación es el establecimiento de los (diez) requisitos funcionales mínimos que deben cumplir todos los sistemas de contador inteligente de la electricidad instalados en la Unión Europea (punto 42). Las funcionalidades se sistematizan en función de los siguientes factores: a) el cliente; b) los aspectos comerciales del suministro de energía; c) la seguridad y la privacidad; y, d) la generación distribuida. Así, por ejemplo, dese la perspectiva del cliente, los contadores deben proporcionar lecturas directamente al cliente y a cualquier tercero designado por este; y, actualizarlas; y, en cuanto a la seguridad y la protección de datos, estos dispositivos tienen que proporcionar comunicaciones de datos seguras; y, prevenir y detectar fraudes.

El siguiente hito regulatorio fue la aprobación por la Comisión de un modelo de evaluación de impacto sobre protección de datos en redes inteligentes y sistemas de contador inteligente (Recomendación de 2014) [7] con la finalidad de facilitar el empleo de esta herramienta y en general la toma de decisiones por las entidades del sector de las redes inteligentes. Por último, deben mencionarse los avances en la elaboración de un documento de referencia sobre las MTD en las Smart Grids (BREF). A finales de 2016, la Comisión Europea ha publicado la versión final de la evaluación de las técnicas que ha llevado a cabo el Grupo de Expertos designado, que recoge y evalúa las mejores técnicas disponibles para cumplir los requisitos funcionales mínimos de los contadores inteligentes establecidos en el punto 42 de la Recomendación de 2012 [8]. El documento indica, esto es importante, que las técnicas identificadas cumplen las exigencias del RGPD de 2016 y constituirá la base del documento definitivo.

## **LAS “MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES” EN LAS SMART GRIDS**

### **Antecedentes**

Un antecedente remoto de la regla MTD en nuestro país se encuentra en la “cláusula de progreso” que contenían en el siglo XIX los contratos públicos de prestación de servicios públicos municipales (en concreto, el alumbrado), con la

finalidad de garantizar que el prestador del servicio introducía durante su ejecución las nuevas tecnologías que iban apareciendo.

El precedente directo en la aplicación del estándar MTD a las redes inteligentes se encuentra, como indican las propias Recomendaciones de la Comisión, en el Derecho ambiental de la Unión Europea; en particular, en el control de la contaminación industrial; ámbito jurídico de gran complejidad técnica, como ocurre con la tutela de los datos personales. A mediados de la década de los noventa, la Directiva 96/61, de Prevención y control integrados de la contaminación (IPPC), determinó las obligaciones ambientales de los titulares de las instalaciones industriales afectadas mediante una remisión al “estado la técnica”, concretada en la regla “Mejores Técnicas Disponibles”. La gran novedad es que se ofreció una definición legal de las MTD aplicable en toda la Unión Europea y se establecieron las bases para concretarlas en los sectores industriales afectados, a través de “Intercambios de información” entre los agentes implicados (industria, autoridades estatales y Comisión Europea).

El sistema ha sido un éxito pues desde entonces se están elaborando periódicamente, por consenso y bajo control de la Comisión Europea[9], “Documentos de Referencia sobre Mejores Técnicas Disponibles” (BREFs) en cada sector industrial, que recogen un listado de las técnicas de protección ambiental más eficaces y económicamente viables, que sirven a las autoridades estatales de referencia técnica fiable para imponer las condiciones de las autorizaciones (niveles de emisión de sustancias contaminantes) y a los operadores del sector para conocer cuáles son sus obligaciones. La mejor prueba es la aprobación de un nuevo marco normativo (Directiva 2010/75, de emisiones industriales), en el que los BREFs constituyen la base de normas europeas vinculantes, aprobadas por la Comisión y publicadas en el Diario Oficial de la Unión Europea (“conclusiones sobre las MTD”), que determinan las exigencias técnicas en materia ambiental que deben cumplir todas las instalaciones de la Unión Europea [10].

## Las “mejores técnicas disponibles” en medición inteligente

La introducción de la regla MTD en el ámbito de las Smart Grids se produjo con la Recomendación de la Comisión de 2012 sobre los contadores inteligentes, al igual que el principio de “protección de datos desde el diseño” que materializa. Los desarrollos de este acto fueron importantes pues, al igual que hizo la Directiva IPPC en el ámbito de la contaminación industrial, se definieron legalmente las MTD (apartado 3f) y sentaron las bases para su determinación en el plano europeo (ap. 17).

Las MTD se definen en la Recomendación de 2012 como la “fase más eficaz y avanzada en el desarrollo de las actividades y sus métodos de funcionamiento, que indica la idoneidad práctica de técnicas particulares para servir, en principio, de base para el respeto del marco de protección de datos de la UE. Están diseñadas para prevenir o atenuar los riesgos en materia de privacidad, datos personales y seguridad”. Se trata, en suma, de las técnicas más idóneas en materia de privacidad y seguridad y servirán para valorar el respeto de la legislación de protección de datos de la Unión Europea en el ámbito de las redes inteligentes.

Pero ¿quién y cómo se concretan las MTD? Según las Recomendaciones, debe hacerlo la Comisión, en colaboración con los Estados miembros, la industria y otras partes interesadas (ap. 17); y, al igual que ha ocurrido en el ámbito ambiental, se plasmarán en documentos técnicos de referencia sobre las MTD, denominados BREFS.

## CONCLUSIÓN

La incipiente regulación de la Unión Europea en materia de contadores inteligentes y Smart Grids, en forma de Recomendaciones de la Comisión, ha proporcionado los principios, criterios y técnicas aplicables a la privacidad y protección de datos en la Unión Europea, como la “protección de datos desde el diseño”; las evaluaciones de impacto; o, el estándar “Mejores técnicas disponibles”.

Estos desarrollos normativos de la Comisión constituyen “derecho blando” de la Unión Europea, pues no imponen obligaciones legales a sus destinatarios (Estados miembros) sino meras recomendaciones o pautas de actuación, aunque en la práctica son muy importantes para los operadores del sector y las autoridades de los Estados miembros, pues concretan las exigencias legales que impone el Derecho de la Unión Europea en materia de protección de datos personales. En este sentido; hay que tener en cuenta que el RGDP de 2016, que se aplicará directamente a partir de mayo de 2018, obliga a aplicar, teniendo en cuenta el estado de la técnica y los costes, las medidas técnicas apropiadas.

## REFERENCIAS

- Esteve Pardo, J. 1999, Técnica, Riesgo y Derecho, ed. Ariel.
- Plaza Penadés, J., 2016, La “piratería” en la Red. Una asignatura pendiente para el Gobierno de España, Revista Aranzadi de Derecho y Nuevas tecnologías, nº 40.
- Revuelta Pérez, I., 2003, El control integrado de la contaminación en el Derecho español, Marcial Pons.
- Revuelta Pérez, I., 2012, “La revalorización de las mejores técnicas disponibles en la Directiva de emisiones industriales: un estándar ambiental mínimo en la Unión”, Revista Aranzadi de Derecho Ambiental nº 23.
- <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters> (20 de septiembre de 2017)

## Notas al Final

- i Reglamento (UE) 2016/679, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de abril de 2016, relativo a la protección de las personas físicas en lo que respecta al tratamiento de datos personales y a la libre circulación de estos datos y por el que se deroga la Directiva 95/46/CE. Véase, Plaza Penadés, J., 2017, Implementando el nuevo Reglamento General europeo de Protección de Datos, Revista Aranzadi de derecho y nuevas tecnologías, nº. 43, págs. 19-21.
- ii Informe sobre el estado actual de adecuación a la normativa comunitaria del Plan de sustitución de contadores (2014)
- iii Resolución de 2 de junio de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para el tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 a efectos de facturación y de liquidación de la energía.
- iv <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters>
- v Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, de 12 de abril de 2011, «Redes inteligentes: de la innovación a la implantación»
- vi Recomendación 2012/148/UE de la Comisión, de 9 de marzo de 2012, relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente.
- vii Recomendación de la Comisión, de 10 de octubre de 2014, relativa al modelo de evaluación del impacto sobre la protección de datos para redes inteligentes y para sistemas de contador inteligente (DOUE nº L, 300, de 18.10.2014).
- viii Best Available Techniques Reference Document for the cyber-security and privacy of the 10 minimum functional requirements of the Smart Metering Systems”, de 07/11/2016.
- ix Los BREFs en el control integrado de la contaminación se elaboran en el Instituto de Prospectiva Tecnológica (IPTS) de Sevilla.

## ELECTRIFIC: SOLUCIONES PARA UNA ELECTRO-MOVILIDAD SOSTENIBLE

**Benedikt Kirpes, Sonja Klingert & Tomas Schulze**, Investigadores, Information Systems II Univ. Mannheim, Alemania

**Markus Eider & Andreas Berl**, Investigadores, Instituto de Tecnología de Deggendorf, Alemania

**Robert Basmadjian**, Investigador Postdoctorado, Universidad de Passau, Alemania

**Hermann de Meer**, Jefe de Dept., Computer Networks and Computer Communications, Univ. Passau, Alemania

**María Pérez Ortega**, Jefa de Programa Innovación, Gfi nv, Bélgica

**Resumen:** La electromovilidad se presenta como una posibilidad interesante para reducir las emisiones de CO2 en el sector del transporte y la automoción. Sin embargo, al mismo tiempo, la creciente implantación de vehículos eléctricos (VEs) comporta ciertos desafíos para todo el sistema eléctrico, especialmente para las redes eléctricas. Una carga coordinada de vehículos eléctricos podría ayudar a aliviar la presión que el creciente sector de e-movilidad ejercerá en las redes eléctricas. A continuación, presentaremos la solución para una carga coordinada que propone ELECTRIFIC – proyecto financiado por la CE, mediante la combinación de tres componentes diferentes de software: un sistema avanzado de asistencia a la conducción (ADAS) que ayuda a los conductores de vehículos eléctricos a planear sus cargas e itinerarios, un cargador inteligente que ajusta su capacidad para cada punto de carga teniendo en cuenta las necesidades de la red eléctrica y un planificador de carga que optimiza la carga de flotas de vehículos eléctricos de manera que ésta sea respetuosa con la batería.

**Palabras clave:** Carga Coordinada, ADAS, Cargador Inteligente, Planificador de Carga, Comportamiento de Carga, Algoritmo de Ruta

### INTRODUCCIÓN

La e-movilidad es la respuesta a muchos problemas de nuestro actual estilo de vida: Reduce la contaminación atmosférica en áreas urbanas, evita problemas de salud relacionados con altos niveles de ruido y, potencialmente, utiliza para las baterías electricidad generada desde fuentes de energía renovable. Para aumentar todo su potencial, sin embargo, el atractivo de la electro-movilidad debe aumentar. Altos costes de adquisición y la llamada “ansiedad de autonomía” son actualmente los principales obstáculos para la adopción generalizada de una movilidad basada en vehículos eléctricos. Sin embargo, tan pronto como esos obstáculos se reduzcan y los vehículos eléctricos sean usados por una mayoría de conductores, la red eléctrica se enfrentará a grandes desafíos como los picos de demanda o la calidad de la energía (por ejemplo, fluctuaciones de voltaje) como consecuencia de una previsible carga descoordinada. Una posible solución está en reconciliar estos desafíos emergentes con la red eléctrica.

ELECTRIFIC es un proyecto I+D financiado por la CE en el que se ofrece solución a la compleja interrelación entre el atractivo de los vehículos eléctricos, la aceptación de éstos por parte de los usuarios y la presión sobre la red eléctrica. El concepto de ELECTRIFIC comprende la carga coordinada de múltiples vehículos eléctricos, la predicción del consumo y demanda de energía por parte de la electro-movilidad y la monitorización de la repercusión en la calidad energética de la red, al mismo tiempo que pretende maximizar el uso de energías renovables a la hora de cargar los vehículos eléctricos.

La solución software propuesta ofrece diferentes servicios de movilidad al conductor de vehículo eléctrico que comprenden la planificación del viaje, la selección de puntos de carga e incluso la reserva de un vehículo concreto de una flota eléctrica de acuerdo a los requisitos del viaje a realizar. Para lograrlo, el sistema avanzado de asistencia a la conducción (ADAS), en forma de aplicación móvil, sugiere una ruta optimizada y diferentes opciones de carga para el conductor. Los aspectos derivados del comportamiento de los conductores de vehículos eléctricos con el ADAS son tratados con un enfoque interdisciplinar, combinando la experiencia y conocimiento de informáticos, economistas y psicólogos.

### LA SOLUCIÓN ELECTRIFIC

ELECTRIFIC ofrece no sólo una solución técnica software, sino que comprende modelos de negocio para proveedores de servicio, esquemas de precios, diseño de contratos entre stakeholders y esquemas de incentivos para usuarios finales. Esta aproximación técnica consiste en tres componentes que interactúan uno con otro: los ADAS para coordinar los procesos de carga pública y privada, el cargador inteligente para ajustar la capacidad de carga durante la misma dependiendo del estado de la red y el planificador de carga para flotas.



Figura 1. Desafíos del enfoque ELECTRIFIC.

## Sistema Avanzado de Asistencia a la Conducción (ADAS)

Uno de los mayores desafíos para la carga coordinada es cambiar el comportamiento del conductor y conseguir que éste conecte su vehículo teniendo en cuenta el estado de la red eléctrica, tanto para evitar congestiones como para maximizar el uso de renovables. La lógica detrás del ADAS es una combinación de carga y navegación inteligentes que se apoya en incentivos monetarios y psicológicos.

### El interfaz del ADAS de ELECTRIFIC

El interfaz gráfico del ADAS es una aplicación móvil que ayuda a ahorrar tiempo, dinero y a ser respetuoso con el medio ambiente. De manera transparente, se despliegan varias alternativas de ruta y opciones de carga con diferentes etiquetas de coste, duración y ecología.

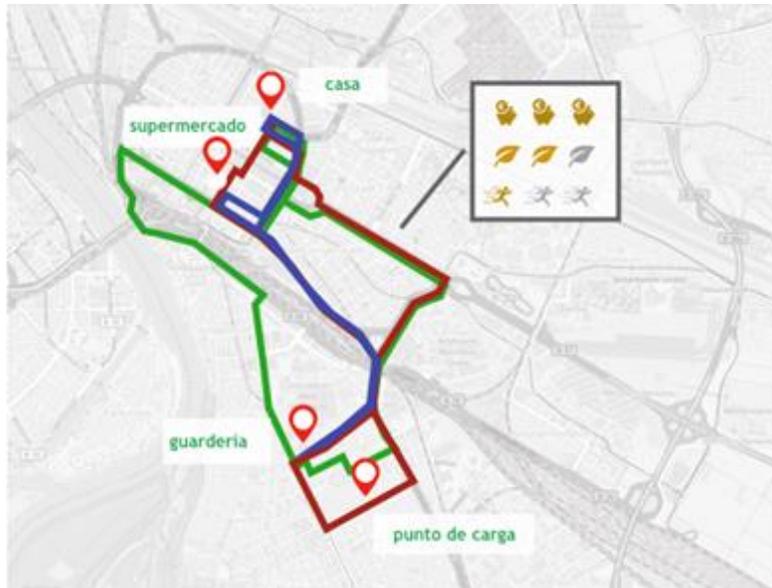


Figura 2. Ruta inteligente.

En la Figura 2 se muestra la idea existente tras una ruta inteligente: En un inicio, el conductor necesita especificar el viaje y las actividades planeadas que deben ser completadas en un determinado espacio de tiempo, por ejemplo, un día. Esto incluye restricciones personales que puede tener determinado conductor, como última hora posible de

llegada a un punto o la hora de salida más temprana que puede asumir en otro. Una serie de algoritmos de ruta calcula computa la ruta más rápida, más barata y más ecológica incluyendo las opciones de carga disponibles. Las tres características de la ruta (coste, ecología, tiempo) se componen de diferentes parámetros. Por ejemplo, el factor coste incluye la degradación potencial de la batería y los precios de la carga.

En el ejemplo que se muestra en la Figura 2, el usuario de vehículo eléctrico especificó un viaje con dos actividades: guardería y supermercado. La línea azul representa la ruta más rápida que puede ser la misma ruta que sugeriría un sistema de navegación tradicional. La ruta menos costosa es la línea roja que sugiere un punto de carga cerca de la guardería. Este punto de carga, por ejemplo, tiene un punto de carga lento con bajo impacto en la red eléctrica y, por tanto, es más barato comparado con otros puntos de carga de la zona. La tercera ruta alternativa propuesta por el ADAS es la ruta más ecológica. En este ejemplo, esta ruta es la más verde porque el punto de carga del supermercado está alimentado por un tejado fotovoltaico. En el tiempo de carga que el ADAS propone se espera que haya sol. Puesto que este punto de carga está altamente frecuentado y ofrece carga rápida, resulta una alternativa más costosa que la segunda ruta propuesta.

**La “parte trasera” del ADAS de ELECTRIFIC**

Para poder calcular estas tres rutas, deben ser consideradas diferentes variables. Es esencial contar con información sobre el estado de la red y la calidad energética de la misma, además de disponer de las previsiones referentes a la disponibilidad de energía procedente de fuentes renovables o de la estimación de precio o planificación de picos, entre otros. Además, es preciso recoger los datos de conducción y de carga de otros conductores de vehículos eléctricos, analizarlos y procesarlos. Por otro lado, las sugerencias de conducción y carga deberían formar parte del perfil y preferencia del usuario. ¿Cómo logra el ADAS disponer de todas estas variables? Mediante la conexión a una multitud de Micro-servicios vía API. Estar conectado a estos servicios modulares, permite a la solución ELECTRIFIC ser interoperable con otros sistemas. Esta arquitectura hace que los restantes componentes técnicos puedan interactuar de manera sencilla e intercambiar la información pertinente y necesaria entre ellos.

**Cargador inteligente**

Actualmente, el proceso de carga de los vehículos eléctricos toma sólo en consideración un objetivo (la carga en si misma) sin tener en cuenta otros factores, tales como el estado de la red o la disponibilidad de energías renovables. Con ELECTRIFIC se integra cierto nivel de inteligencia durante el proceso de carga que considera no sólo el objetivo de cargar el vehículo sino también el estado de la red eléctrica en términos de calidad energética, el porcentaje de energía renovable disponible o la capacidad energética disponible. Lograrlo requiere de un esfuerzo adicional de coordinación entre los diferentes actores implicados. Para la implementación de una carga inteligente (ver Figura 3), tanto el Operador del Sistema de Distribución como el Proveedor de Servicio de Carga precisan estar en estrecha comunicación.

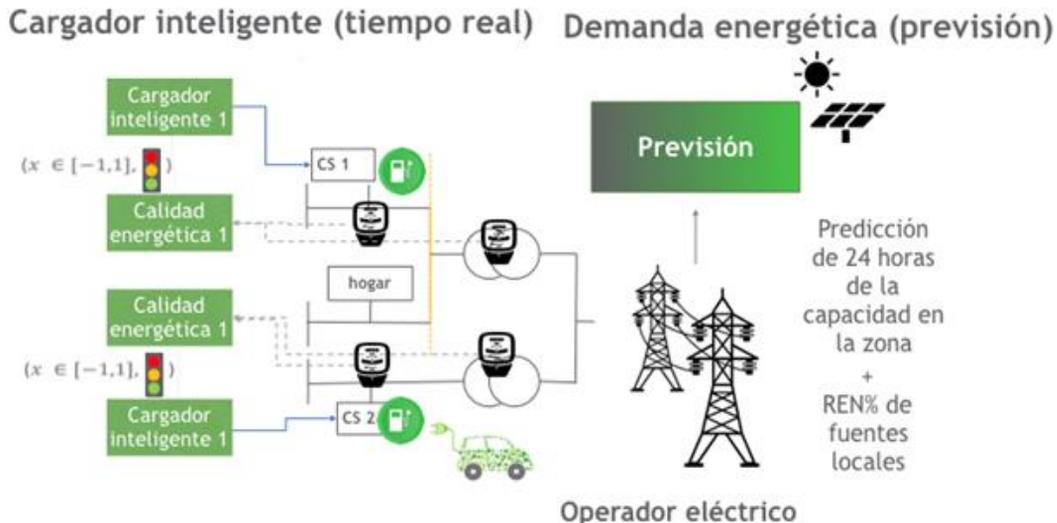


Figura 3. Sistema Inteligente de carga de ELECTRIFIC.

El Distribuidor debe enviar, con una frecuencia específica de, por ejemplo, cada 15 minutos, las previsiones sobre la capacidad de la red (incluyendo información sobre energías de fuentes renovables), así como los datos referentes a las fluctuaciones del voltaje, oscilaciones, etc. El proveedor de los puntos de carga, tras recibir esta información, puede calcular la capacidad disponible para cargar los vehículos eléctricos sin perjudicar los medidores de calidad eléctrica tales como fluctuaciones, oscilaciones, armónicos, etc. Estos cálculos sirven para proveer los ADAS con toda la oferta disponible por parte de los proveedores de puntos de carga. Los puntos de carga se enumeran en base a los conectores de carga disponibles.

Además de la antes mencionada fase de planificación de carga del vehículo eléctrico, el cargador inteligente tiene también la responsabilidad de comprobar regularmente el estado de la red eléctrica. Debe tomar medidas apropiadas cuando las condiciones de estabilidad de la red están en peligro, por ejemplo, si durante la carga del vehículo eléctrico las condiciones de calidad energética de la red cambian drásticamente. Un cargador inteligente tiene este factor en cuenta y empieza a reducir gradualmente la carga de cada conexión para los EVs ya conectados hasta que el estado de la red vuelve al nivel verde/amarillo de acuerdo con el concepto de semáforo (ver Figura 4).

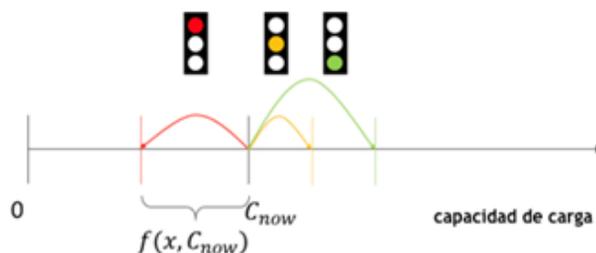


Figura 4. Niveles de estado de la red.

Si todavía los valores de calidad energética están en nivel rojo, el cargador inteligente para completamente el proceso de carga para poder garantizar la estabilidad de la red. De este modo, es visible el hecho de que para el cargador inteligente la estabilidad de la red tiene la máxima prioridad.

## Planificador de carga

Puesto que la electro-movilidad no está sólo restringida a los vehículos eléctricos de usuarios particulares, sino también a flotas comerciales, deben llevarse a cabo acciones mayores. En el caso de Alemania, más del 90 % de los vehículos eléctricos del país pertenecen a operadores de flotas eléctricas. Por esta razón, se desarrolla un planificador de carga (ver Figura 5) que optimiza el proceso de carga de una flota completa de acuerdo a diferentes criterios.

Para este objetivo, diferentes parámetros de datos deben incorporarse en la solución técnica. Primero, el conocer el estado de carga de cada batería al inicio de una planificación es crucial. Es necesario para determinar qué energía se requiere para cargar la batería al 100 %. Segundo, el planificador de carga precisa saber el horario de reservas de la flota; por ejemplo, cuándo es necesario cada uno de los vehículos eléctricos para un determinado tipo de viaje. Basándose en estos datos, el planificador de carga puede obtener un intervalo de tiempo en el que un proceso de carga puede llevarse a cabo. Dependiendo del horario de reservas, algunos vehículos eléctricos pueden necesitarse a primera hora de la mañana mientras otros son requeridos más tarde. Por dicha razón, el planificador de carga debe priorizar la carga de los primeros para garantizar su disponibilidad para los clientes o empleados de un operador de flota eléctrica.

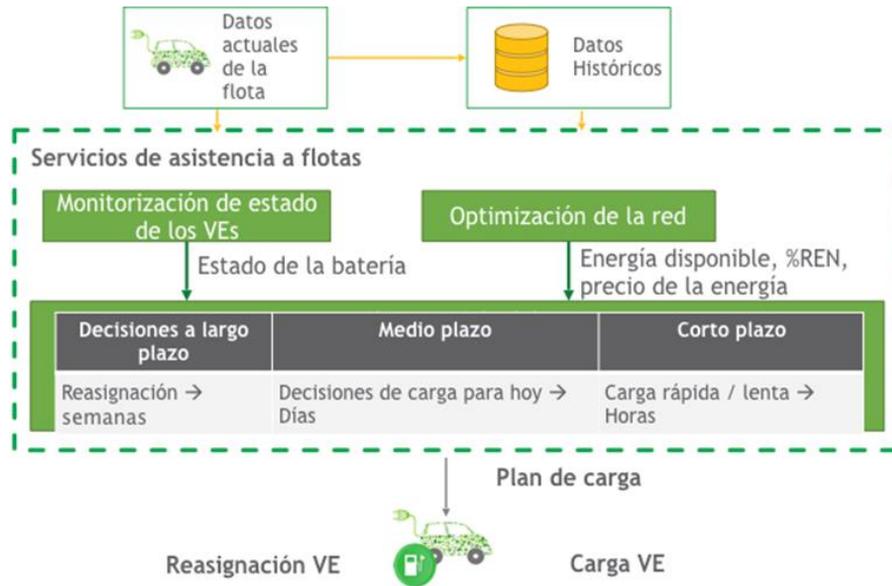


Figura 5. Planificador de carga.

Además de estas precondiciones básicas, el operador de flota eléctrica es provisto de cuatro criterios de optimización: (1) maximización del uso de energías renovables, (2) el aumento de la estabilidad de la red, (3) la disminución del precio de la electricidad a la hora de cargar la flota y (4) la protección de la salud de las baterías de sus vehículos eléctricos. Para los tres primeros criterios, son necesarias las previsiones de la infraestructura de carga para poder planear el horario de carga de las próximas horas o días. En el caso del criterio 1, son precisas una serie de previsiones sobre el ratio de electricidad procedente de fuentes renovables (% REN) para un cierto intervalo de tiempo. De este modo, el planificador de carga puede decidir para qué intervalos de tiempo debe poner en marcha procesos de carga que cuenten con un % REN alto. De una manera similar, una previsión de la capacidad energética disponible es precondición necesaria para poder planificar procesos de carga que puedan explotar la red energética sin que se produzcan caídas. Por ejemplo, en intervalos de sobreproducción, los VEs podrían almacenar la energía que no ha sido utilizada por otros consumidores en la red. Puesto que los operadores de flotas eléctricas desean, lógicamente, optimizar su negocio, el criterio 3 debe ayudarlos. Basándose en una predicción de los precios eléctricos a determinadas horas en el futuro, los horarios de carga pueden organizarse de acuerdo a ellos y, consecuentemente, el operador de la flota pagar menos por la electricidad que necesita. Como último criterio de optimización, el 4 se basa en la idea de prolongar la vida de las baterías de los vehículos eléctricos. Aquí, diferentes técnicas de carga (por ejemplo, carga lenta a aproximadamente 3.7 kW o carga rápida desde 20 a más de 50 KW) pueden tener una influencia diferente sobre el proceso de degradación de la batería. Analizando el estado de salud de la batería a priori y mediante la investigación de la influencia del tipo de carga en la misma, se puede crear un horario individual que ayude a conservar la salud general de las baterías de la flota.

Los actuales procesos de carga, propuestos en el horario de carga, necesitan ser aceptados manualmente por el operador de la flota en un último paso puesto que esto influencia de forma significativa su negocio. Con la solución propuesta sería posible que el operador de la flota pudiera aceptar o mover slots (espacios) de tiempos de carga de forma sencilla a través de una interfaz gráfica según decida. Consecutivamente a este proceso, el planificador de carga procede a reservar los puntos de carga de modo que el vehículo eléctrico podrá posteriormente cargarse de acuerdo al horario. Además, los procesos de carga individuales están controlados por el cargador inteligente, como se ha explicado previamente.

## EVALUACIÓN Y PERSPECTIVAS

La solución ELECTRIFIC ofrece un enfoque integral para conseguir una carga coordinada a gran escala, considerando los intereses de los usuarios finales, de los proveedores de puntos de carga, de los operadores de flotas eléctricas y de

los proveedores eléctricos. Diferentes componentes técnicos de diversos actores en el ecosistema de la electro-movilidad interactúan y colaboran entre ellos con el objetivo de gestionar la coordinación distribuida de la carga de vehículos eléctricos. Estos componentes se desarrollan, prueban y evalúan de acuerdo a asegurar la estabilidad de la red eléctrica, amenazada por un creciente impacto debido al previsible aumento de vehículos eléctricos. Se van a llevar a cabo experimentos en Alemania, España y la República Checa. Además de los desafíos técnicos, como por ejemplo las limitaciones estructurales, en las diferentes áreas, también deben considerarse diversos desafíos económicos y regulatorios. El mercado de la electro-movilidad, en constante evolución, precisa de nuevos marcos legales y modelos de negocio que tengan en cuenta las futuras innovaciones técnicas.

## AGRADECIMIENTOS

Esta investigación está financiada por el programa de investigación e innovación Horizon 2020 de la Unión Europea bajo el "grant agreement" nº 713864 (Proyecto ELECTRIFIC).

## REFERENCIAS

- Bühne, J.A., Gruschwitz, D., Hölscher, J., Klötze, M., Kugler, U., Schimeczek, C., 2015. How to promote electromobility for European car drivers? Obstacles to overcome for a broad market penetration. European Transport Research Review.
- Clement-Nyns, K., Haesen, E., Driesen, J., 2010. The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid. IEEE Transactions on Power Systems.
- Yilmaz, M., Krein, P.T., 2013. Review of battery charger topologies, charging power levels, and infrastructure for plug-in electric and hybrid vehicles. IEEE Transactions on Power Electronics.
- Akhavan-Rezai, E., Shaaban, M.F., El-Saadany, E.F., Zidan, A., Julio 2012. Uncoordinated charging impacts of electric vehicles on electric distribution grids: Normal and fast charging comparison. In Power and Energy Society General Meeting, 2012.
- Eider, M., Sellner, D., Berl, A., Basmadjian, R., de Meer, H., Klingert, S., Schulze, T., Kutzner, F., Kacperski, C., Stolba, M., Mayo 2017. Seamless Electromobility. In Proceedings of the Eight International Conference on Future Energy Systems.
- ELECTRIFIC Project, 2016. Trial technology assessment report. [http://electrific.eu/wp-content/uploads/2016/12/D8.1-Trials-technology-and-data-assessment\\_v1.3\\_WEB.pdf](http://electrific.eu/wp-content/uploads/2016/12/D8.1-Trials-technology-and-data-assessment_v1.3_WEB.pdf) (30/08/2017).

# GESTIÓN AVANZADA DE UNA VIVIENDA INTELIGENTE CON INTEGRACIÓN A TRAVÉS DE ALGORITMOS DE OPTIMIZACIÓN Y CONTROL ENERGÉTICO

**Andreas Muñoz Zuara**, Gestor técnico, Grupo de Integración TIC, CIRCE  
**Jorge Bruna Romero**, Gestor de proyecto, Grupo de Estudios de Red y Smart Grids, CIRCE  
**Gregorio Fernández Aznar**, Investigador, Grupo de Estudios de Red y Smart Grids, CIRCE  
**Eduardo Poyato Ramos**, Técnico asesor, Ayuntamiento de Málaga

**Resumen:** En la red SmartCity de Málaga tiene lugar la fase de demostración del proyecto Flexiciency, cuyo objetivo es la validación de servicios novedosos en la gestión de la energía. Entre otras actividades, CIRCE desarrolla la automatización, previsión energética y optimización de una vivienda inteligente piloto a partir de su monitorización. La vivienda contará también con un sistema Vehicle To Home (V2H): paneles fotovoltaicos + batería de almacenamiento + cargador de vehículo eléctrico. Esto permite utilizar el vehículo como batería adicional para aportar servicios auxiliares a la red. Las pruebas incorporarán diferentes perfiles de consumo, lo que posibilitará calcular la rentabilidad de la solución dependiendo del uso energético de la vivienda.

**Palabras clave:** Smart Grid, Vehicle-to-home, Automatización Domótica, Eficiencia Energética, Integración Energética Renovable, Vivienda Inteligente, Algoritmos de Optimización, Centro de Control, Servicios de Flexibilidad

## INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, la eficiencia energética y el impacto medioambiental se han convertido en unos de los aspectos más relevantes en el diseño de nuevas infraestructuras. Además del ahorro energético proveniente de las mejoras en las nuevas instalaciones en sí, como, por ejemplo, soluciones pasivas de aislamiento térmico o mejora energética en edificios, la optimización activa del consumo energético en ellas está cobrando un interés especial por parte de la sociedad de hoy en día.

Históricamente, el control del consumo por parte de usuario se realizaba en su totalidad de forma manual, considerando únicamente las necesidades momentáneas, sin tener en cuenta aspectos como el precio de la energía, los costes de operación o la eficiencia energética de los equipos. Gracias a los últimos avances tecnológicos, y especialmente al despliegue masivo de infraestructuras inalámbricas en el entorno doméstico, se ha puesto al alcance del usuario la posibilidad de introducir nuevas posibilidades de uso de la energía, como, por ejemplo, controlar el consumo de la vivienda en cualquier momento de forma remota. Estos avances han llevado a la aparición de las llamadas viviendas inteligentes o *Smart homes*.

Así, una *Smart-home* puede ser definida como una vivienda capaz de monitorizar y controlar, de forma remota, cualquier equipamiento doméstico. Dicha automatización supone una reducción muy significativa de emisiones de CO<sub>2</sub> (Louis et al., 2014). Para ello, se hace necesaria la presencia de un sistema de centralización y control del sistema que, mediante la utilización de diversos sensores, permita la monitorización de diferentes variables de distinta naturaleza (consumo eléctrico, meteorología, calidad ambiental, etc.).

El problema radica en que la mayoría de los sistemas de control disponibles en el mercado ofrecen una solución propietaria, lo que resulta en una reducción de posibilidades de gestión a un único fabricante, y dificulta en gran medida la interoperabilidad entre sistemas (Macaulay, 2017, cap. 11).

Dentro del proyecto Flexiciency, perteneciente al marco europeo de proyectos H2020, se presenta una solución avanzada de monitorización y gestión de una vivienda domótica que pretende dar solución a algunos de los problemas presentes en los sistemas actuales. A través de una red de sensores que cubren tanto aspectos energéticos como ambientales, y empleando algoritmos de optimización retroalimentados con toda la información recopilada por el sistema, así como por fuentes externas, el centro de control de la vivienda es capaz de predecir comportamientos del usuario y calcular las necesidades energéticas futuras a corto plazo, con el objetivo de reducir el consumo y, por lo tanto, minimizar el impacto ambiental de la vivienda.

La utilización de gran cantidad de variables de diferentes fuentes, de tipo económico, como el precio de mercado o el coste de operación de los equipos, así como históricos de datos de los equipos presentes, permiten a los algoritmos la

optimización del sistema con mayor precisión. El uso de tecnologías inalámbricas estándar minimiza el problema del uso de soluciones propietarias, lo que aumenta la versatilidad y escalabilidad de la solución propuesta.

## VIVIENDA INTELIGENTE

### Proyecto Flexiciency

Dentro del marco de la red Smart City de Málaga tiene lugar la fase de demostración del proyecto Flexiciency, cuyo objetivo es la validación de servicios novedosos en los mercados de distribución y comercialización de energía. Con esta meta se llevan a cabo desarrollos que contemplan, entre otros, la monitorización energética de última generación, el control local de dispositivos, o diferentes mecanismos de flexibilidad para apoyar el sistema eléctrico. Está financiado por el programa H2020 y ejecutado por un consorcio internacional de 18 socios.

El demostrador de Málaga está centrado en la validación de nuevos servicios para un usuario particular, con una amplia variedad de patrones de consumo que se ven reflejados en los diferentes casos de uso. Uno de dichos casos de uso trata sobre la validación de nuevos servicios desarrollados en un simulador de vivienda inteligente. Las instalaciones seleccionadas se encuentran en el complejo de Tabacalera, un conjunto de edificios propiedad del Ayuntamiento de Málaga.

### Arquitectura del demostrador

El caso de uso de vivienda inteligente se ubica dentro del *showroom* de movilidad eléctrica que posee el Ayuntamiento a raíz de proyectos anteriores relacionados con ese ámbito, como el proyecto Zem2all (<https://www.urbener.com/zem2all/>). El espacio disponible se compone de habitaciones y salas de diferentes tamaños, que se han dividido de acuerdo a los casos necesarios para simular las diferentes estancias de una vivienda.

El conjunto incluye las habitaciones más comunes de una vivienda, esto es, cocina, salón y dormitorios con baño. Cada habitación dispone de sensores inteligentes para recabar información de consumo eléctrico, además de variables ambientales como temperatura o luminosidad. En el exterior del edificio se añadieron equipamientos de energías renovables, que consisten en un cargador de vehículo eléctrico V2G y unos paneles fotovoltaicos con baterías para almacenamiento (cargador+batería+paneles fotovoltaicos conforman el concepto V2H). La presencia de estos elementos amplía en gran medida el abanico de posibilidades de gestión de la vivienda, al tener la capacidad de consumir de otras fuentes alternativas además de la propia red eléctrica interconectada.

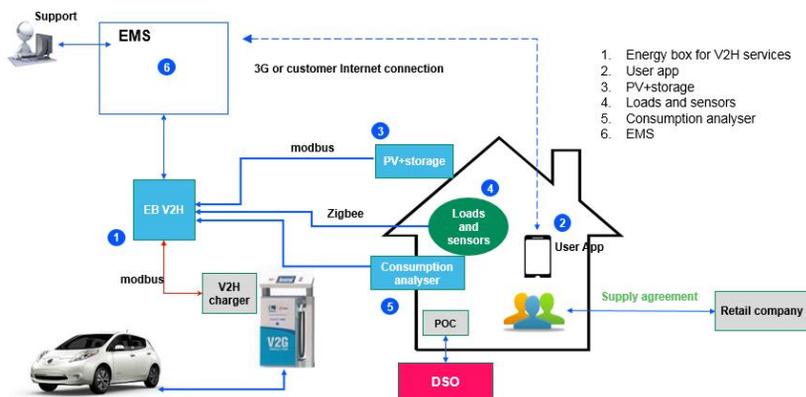


Figura 1. Esquema del piloto de vivienda inteligente.

En la Figura 1 se puede observar un esquema de la arquitectura. Los equipos instalados se integran en un concentrador, que realiza una importante gestión local, llamado EnergyBox (EB). Este se comunica con el centro de control (EMS), encargado de una gestión de alto nivel sobre el demostrador y de la comunicación bidireccional con el usuario.

A continuación, se detallan cada uno de los sub-sistemas integrados en el demostrador de Málaga y que conforman el aspecto novedoso de la instalación:

### **Energy box**

La EnergyBox es el dispositivo de gestión local del sistema. Dispone de un hardware fabricado *ad hoc* y un software que se divide en dos bloques: comunicación y gestión.

El bloque de comunicaciones se encarga de integrar los diferentes protocolos de los dispositivos de campo del piloto: ZigBee y WiFi para los sensores inalámbricos, y Modbus para los analizadores de redes. También implementa la comunicación con el centro de control mediante MQTT, un protocolo usado para las comunicaciones *machine-to-machine* (M2M) en el *Internet of Things* (IoT).

El bloque de gestión se encarga de reunir toda la información del sistema para su tratamiento posterior por el centro de control, además de realizar la gestión en tiempo real del sistema. Para dicha gestión se implementan algoritmos locales en su interior que generan las distintas consignas en tiempo real.

### **Centro de control**

El centro de control es una plataforma que proporciona servicios de monitorización y gestión energética desde la nube. Su arquitectura está formada por una base de datos, donde se almacena toda la información que llega desde cada piloto, así como datos periódicos sobre precio de la energía y meteorología. Toda esta información es la que alimenta los algoritmos de alto nivel, que también se encuentran alojados en el centro de control. La arquitectura se completa con un interfaz de usuario (HMI) para visualizar y configurar cada caso de uso, y un bloque de comunicaciones con los concentradores locales a través de protocolos estándar como Modbus, MQTT o TCP.

El centro de control gestiona cada Energy Box de forma independiente. Sin embargo, su escalabilidad y capacidad de procesamiento podría permitir una gestión a más alto nivel, incluyendo varios escenarios al mismo tiempo y optimizando todos con un mismo objetivo global, en lugar de los objetivos locales individuales.

### **Sensorización**

Para la monitorización de las variables ambientales del piloto, se realizó un estudio de las tecnologías IoT más relevantes. Las tecnologías cableadas se descartaron por los costes asociados a la instalación de equipamiento, y dentro de las inalámbricas se tuvo en cuenta tanto su difusión a nivel mundial como la interoperabilidad con diferentes sistemas, por lo que la utilización de soluciones propietarias se descartó de un inicio.

Finalmente, se eligió la tecnología de comunicaciones ZigBee, a través del perfil estándar Home Automation (ZigBee Alliance, 2013). Este protocolo es uno de los más utilizados dentro del IoT debido a su bajo consumo energético y a sus prestaciones. La utilización de un perfil estándar permite asegurar la interoperabilidad con cualquier fabricante que implemente dicha funcionalidad en sus equipos.

Las variables ambientales (temperatura, luminosidad y presencia) resultarán de gran ayuda para controlar consumos no deseados. Con respecto a los datos eléctricos, se han colocado analizadores de red con comunicación estándar Modbus, tanto a la entrada de la vivienda como en cada uno de los circuitos que especifica el reglamento electrónico de baja tensión (Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2002). También se han utilizado enchufes inteligentes ZigBee para monitorizar el consumo de ciertos equipamientos. El resultado es un control del consumo completo de la instalación, además de su impacto sobre la red general del edificio.

### **Equipo de generación de energías renovables**

En el exterior del piloto se ha instalado una pérgola fotovoltaica encima de los equipos, que incluyen un convertidor conectado a los paneles fotovoltaicos, unas baterías de almacenamiento y un cargador de vehículo eléctrico. En la Figura 2 se puede apreciar de forma esquemática los componentes de cada equipo.

La configuración de estos equipos hace posible que la energía generada por los paneles fotovoltaicos pueda ser almacenada en las baterías para su uso posterior, o enviada al cargador o a la vivienda para su uso inmediato. En cuando al cargador, incorpora el protocolo de carga CHAdeMO V2G, que permite la carga y descarga del vehículo, con lo que se puede utilizar el vehículo como una batería auxiliar.

El control de los flujos de energía se realiza a través de la EnergyBox, que recoge toda la información, analiza las necesidades energéticas provenientes del exterior y decide qué equipo y en qué porcentaje va a ser el encargado de entregar la energía en cada momento.

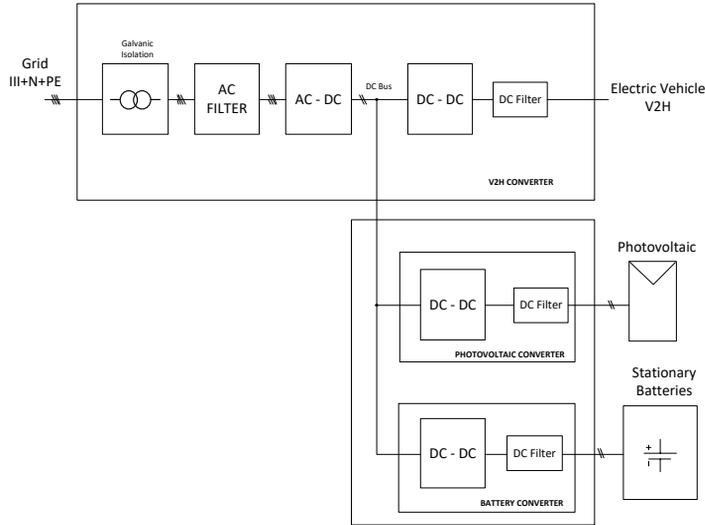


Figura 2. Esquema de bloques del cargador V2H.

## ALGORITMOS DE OPTIMIZACIÓN

Uno de los factores diferenciadores de la solución adoptada respecto al mercado son los algoritmos de optimización y predicción desarrollados para este proyecto. Cada uno de ellos se centra en una de las ramas del sistema, y después, el gestor es el encargado de trabajar con toda la información y actuar en consecuencia.

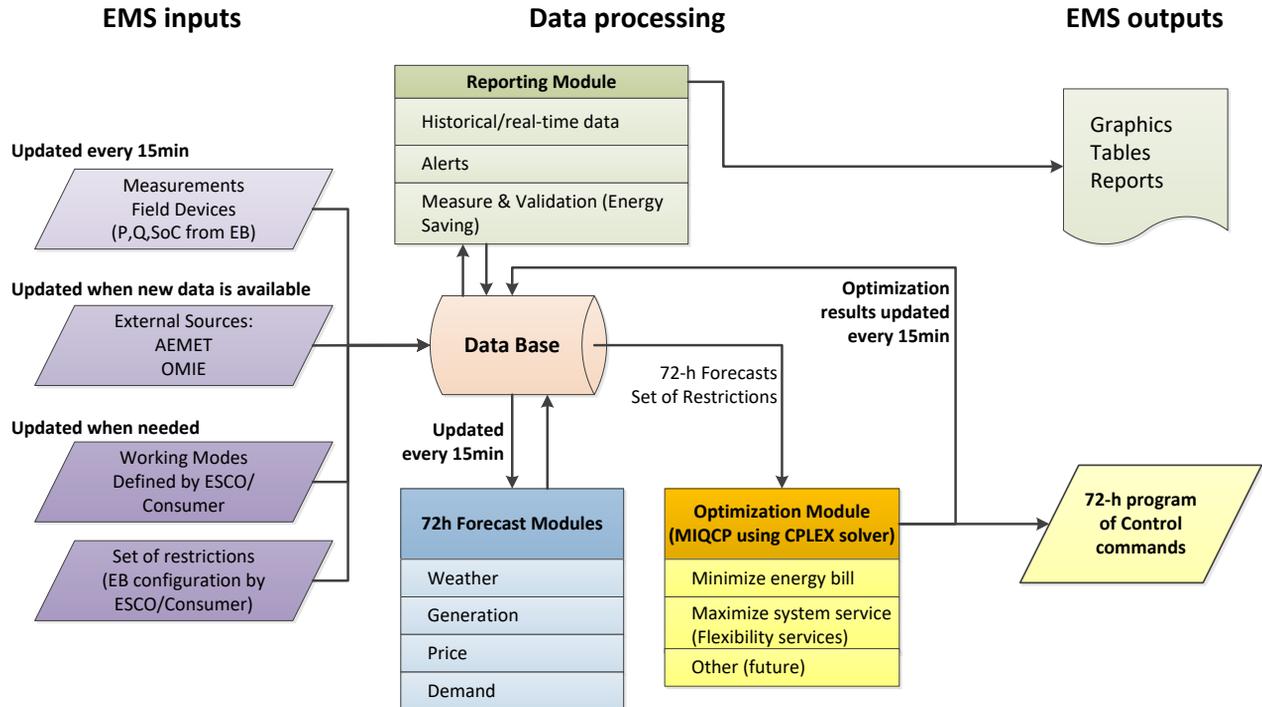


Figura 3. Esquema de interacción de algoritmos.

El objetivo de los algoritmos es obtener un programa de operación de todos los componentes de la microrred que minimice los costes energéticos del cliente. Este objetivo se alcanza en dos fases: en la primera se calcula de forma remota en el EMS el programa óptimo de operación, mientras que en la segunda se adaptan, de forma local y en tiempo real, estas consignas al estado real de la instalación.

En la primera fase del proceso se obtiene el programa óptimo para las próximas 72 horas en pasos quinceminutales: se calcula para cada componente gestionable de la instalación el régimen de funcionamiento que minimiza el coste energético para el cliente. La información necesaria se puede agrupar en datos estáticos, provenientes de la configuración y características de los equipos del sistema, y datos predictivos, provenientes de los algoritmos de predicción climatológica, de generación de energía eléctrica, de la demanda y del precio de la energía eléctrica y disponibilidad del V2G.

El resultado de este proceso de optimización es la obtención de consignas de funcionamiento. Para componentes como reguladores de carga de baterías se establecen valores de potencia, activa y reactiva, de carga y descarga de baterías; y para las demandas gestionables los momentos de encendidos.

El algoritmo de optimización se ha desarrollado en la plataforma GAMS debido a que permite modelar problemas complejos y de grandes dimensiones como la que nos ocupa. El solver empleado es CPLEX, una herramienta de alta eficiencia y fiabilidad que permite resolver problemas de grandes dimensiones y elevada dificultad rápidamente. Ventajas estas muy importantes a la hora de programar el funcionamiento de microrredes.

### Patrones de simulación

Uno de los inconvenientes de no disponer de una vivienda real es que los patrones de consumo no se corresponden con los típicos domésticos. Para obtener unos resultados extrapolables a situaciones reales, se ha diseñado una red de resistencias que, mediante la activación y desactivación controlada de las cargas, permite la simulación de unos perfiles de consumo domésticos estándar. Dichos perfiles se podrán seleccionar desde el interfaz de usuario del piloto para evaluar la optimización obtenida (y estimación de KPIs) para los diferentes perfiles de consumo elegidos.

### RESULTADOS

Como se observa en la *Figura* , el algoritmo de optimización desplaza los periodos de funcionamiento de las cargas gestionables a los momentos de bajo consumo (para reducir picos de potencia) y bajo precio de energía. Se observa que la demanda resultante no supera en ningún momento la demanda máxima, marcada por los consumos no gestionables. También se observa que las cargas gestionables se activan en los periodos indicados por el consumidor.

En la *Figura 5* se muestra cómo el optimizador concentra las demandas gestionables en los momentos de menor precio de la energía, incluido el periodo extremo de precio cero. A pesar de este fenómeno, no se aumenta la demanda de potencia de la red ya que, en esos momentos, se descarga el sistema de almacenamiento. De hecho, se reducen los máximos que plantea la demanda no gestionable mediante el uso de la generación renovable y la descarga del sistema de almacenamiento.

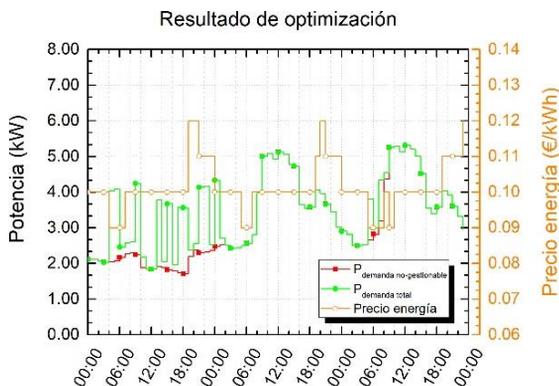


Figura 4. Optimización energética.

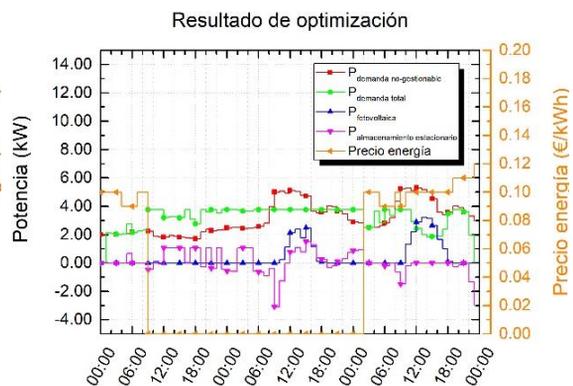


Figura 5. Optimización económica.

Finalmente, en la *Figura 6* se muestra un caso más completo en el que se puede operar sobre cargas gestionables, generación FV, almacenamiento estacionario y V2G. A los resultados anteriormente descritos se añade el efecto del vehículo eléctrico. El vehículo se carga a elevada potencia hasta que alcanza la carga mínima y a potencia reducida hasta que alcanza la potencia de partida (primera mitad del periodo analizado). También se observa, hacia el final del periodo analizado, que el VE se descarga para compensar la energía que se consume en periodos de precios altos.

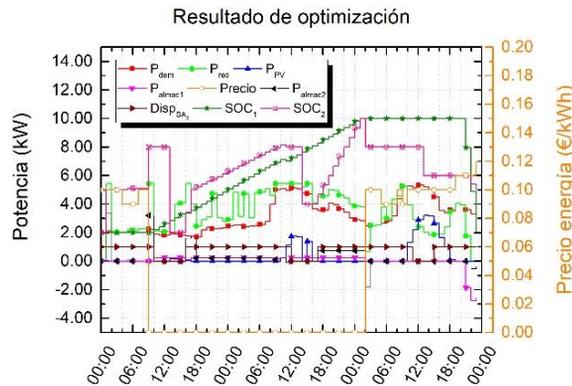


Figura 6. Optimización competitiva con V2H.

Como se ha visto, los algoritmos crean un programa óptimo de operación para los elementos gestionables del sistema con el objetivo de reducir los costes energéticos del cliente.

## CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos muestran que el sistema de gestión diseñado permite mejorar la eficiencia de una vivienda inteligente. Se puede observar cómo las posibilidades de gestión aumentan a medida que se añade complejidad al sistema, desde una gestión energética sencilla, según un modelo básico, hasta la reducción de potencia máxima consumida mediante el uso de energía renovables. En la actualidad, la ejecución de un mayor y más variado número de pruebas, está permitiendo aumentar la eficiencia del sistema en cada iteración equivalente a la operación real de la vivienda. Así, con toda la información recopilada, y en función de diferentes escenarios de ejecución, se calculará la rentabilidad económica de los subsistemas, lo que permitirá evaluar la viabilidad económica de la solución adoptada.

## AGRADECIMIENTOS

Este Proyecto ha sido financiado por el programa de la Unión Europea de investigación e innovación Horizonte 2020 bajo el marco del contrato No 646482.

## REFERENCIAS

- Louis, J.-N., Caló, A., Pongrácz, E., 2014. Smart Houses for Energy Efficiency and Carbon Dioxide Emission Reduction. ENERGY 2014: The Fourth International Conference on Smart Grids, Green Communications and IT Energy-aware Technologies 44–50
- Macaulay, Tyson. Interoperability, flexibility and industrial design requirements, Elsevier Inc, 2017
- Ministerio de Ciencia y tecnología, Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC), RD 842/2002, 2002
- ZigBee Alliance, ZigBee Home Automation Public Profile, 2013
- <https://www.urbener.com/zem2all/> (19 de Septiembre de 2017)

# SMART-METER INTEGRADO EN UNA ESTACIÓN DE RECARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS, CON GESTIÓN ACTIVA DE LA DEMANDA

**Alicia Medina de Diego**, Ingeniero de proyecto, Boslan ingeniería y consultoría

**Resumen:** En los últimos años, la preocupación por el medio ambiente se ha visto acentuada, y el vehículo eléctrico parece la respuesta para minimizar la contaminación en las zonas urbanas. La penetración masiva de este tipo de consumos en la red es un reto para la gestión del sistema. Sin embargo, también pueden ser gestionados de manera que contribuyen a alcanzar las metas que se proponen las SmartGrids. En este sentido, el proyecto ofrece una herramienta para los usuarios de esta tecnología. Por un lado, un microcontrolador de Texas Instruments (MCU) controla la potencia intercambiada entre la red y las baterías del vehículo eléctrico mediante un convertidor AC/DC. Por otra parte, el usuario podrá escoger la estrategia para cargar las baterías y monitorizar el proceso desde cualquier rincón del mundo con acceso a internet. La estrategia de la recarga inteligente incluye un algoritmo para adecuar el proceso a la curva de la demanda, lo que favorece al operador del sistema eléctrico alisando la curva de la demanda.

**Palabras clave:** Smart-meter, Vehículo Eléctrico, Recarga Inteligente, Interfaz Usuario, Gestión Activa Demanda

## INTRODUCCIÓN

El objetivo del proyecto consiste en elaborar un Smart-Meter. Este controlará un inversor y permitirá monitorizar las variables a través de una interfaz web. El Smart-Meter en cuestión está pensado para implantarse en una estación de recarga de las baterías de un vehículo eléctrico, lo que condiciona alguna de sus características.

## DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

Podemos distinguir tres partes principales en el trabajo, Tras una breve introducción sobre el contexto en que se realiza el trabajo que contiene algunos conceptos básicos del funcionamiento de sistema eléctrico español, se presenta el microprocesador que se ha elegido para el control del inversor y que alojará la web. A continuación, se comenta el protocolo de comunicación implementado, así como el procesamiento de los datos intercambiados entre el servidor web y el Smart-Meter. Por otra parte, se describe el sistema desde el punto de vista del hardware, es decir, el inversor y los sensores que intercambian datos con el inversor. También se comentan las conexiones entre los mismos y los sistemas auxiliares que conforman el armario. Finalmente, se analiza la interfaz web, realizada con lenguaje HTML así como los principales elementos que la forman. La interfaz presenta algunas aplicaciones entre las que destaca la elaboración de la consigna de intensidad siguiendo una estrategia de “recarga inteligente”.

## Microprocesador y comunicaciones

El microprocesador escogido para la realización del proyecto es un Procesador Digital de Señales (DSP) de última generación del fabricante Texas Instruments, modelo C28H52C1 CONCERTO. El motivo de esta elección es que su arquitectura ha sido diseñada separar las acciones de control de las de monitorización y comunicaciones, con el fin de que no interfieran entre sí y lograr así una mayor velocidad de ejecución. El modelo en cuestión se caracteriza por disponer de dos núcleos encargados de atender tareas diferentes: uno de ellos posee un hardware especializado en control de electrónica de potencia mientras que el otro se ha diseñado para ocuparse de las comunicaciones del sistema: conexión a internet nativa, CAN, I2C, etc.

El software empleado para la programación del microprocesador es el Code Composer Studio, de Texas Instruments, perteneciente al marco de Eclipse, pero incorporando múltiples opciones de depuración de TI proporcionando un buen entorno de desarrollo de proyectos.

El protocolo implementado para las comunicaciones es uIP, un Stack TCP/IP pensado para su empleo en pequeños microcontroladores. Su característica más destacable y que lo hace especialmente interesante para estos dispositivos es el bajo requerimiento de código y memoria manteniendo un rendimiento aceptable para su aplicación. El protocolo es muy sencillo, y realiza principalmente tres actividades, procesa de los paquetes entrantes de manera secuencial, atiende las peticiones de la aplicación y realiza las tareas propias del procesamiento y comprobaciones periódicas. La implementación del protocolo se realiza en el núcleo destinado a las comunicaciones, además incluirá la página web que será enviada por el Servidor Web.

### **Tratamiento de datos**

La secuencia de operaciones que se genera cuando el usuario realiza una solicitud a través de la interfaz, normalmente accionando un botón, es la siguiente:

En primer lugar, se crea un objeto denominado "XMLHttpRequest" o similar, según el navegador, y a continuación se configura la solicitud. Se abre una conexión con el servidor y se genera la URL a enviar incluyendo el comando a ejecutar en el microprocesador que será diferente según el botón seleccionado por el usuario. En algunos casos se incluye más información en la URL enviada, como la consigna de intensidad generada al activar el inversor.

Cuando se obtiene la respuesta del Servidor, detectado mediante un cambio en el estado de la petición que sigue un código estándar, la respuesta recibida se analiza y será representada de manera diferente según el dato solicitado. Algunas solicitudes no generan respuesta por parte del Servidor, como el encendido y el apagado del inversor; sin embargo, los comandos de monitorización de las variables del inversor suponen la recepción de los datos correspondientes.

- En el caso de recibir un dato referido a la medida de la tensión, se calcula la media de los datos recibidos y se representa de manera numérica en una caja de texto destinada a tal efecto.
- La representación del estado de la batería se realiza en un gráfico con forma de pila además de numéricamente sobre esta. El cálculo de este valor se realiza integrando la potencia intercambiada con la red y referida a la capacidad total de la batería. Para ello se debe conocer el estado inicial a partir del cual se realizará la integración. Este se deberá fijar en 0 o 100% según el caso.
- También se pueden solicitar datos de la intensidad instantánea que nos permite visualizar la forma de la onda, que se aproximará a una senoide. En este caso se representará el vector de datos recibidos en el gráfico principal de la interfaz.
- Por último, se tienen los datos de intensidad eficaz o de potencia intercambiada que reciben el mismo tratamiento. Cada vector de datos recibido supone un dato nuevo a incorporar. Dado que los datos medidos corresponden a un intervalo suficientemente pequeño de tiempo, se suponen estables, por lo que se calcula el valor medio y se incorpora a un vector que se irá formando y alargando con cada nuevo dato recibido. Esto nos permite ir visualizando la evolución de estas variables con una escala de tiempos mayor. Cuando se ha recibido una cantidad suficiente de datos y el gráfico está completo los datos se van desplazando hacia la izquierda desechando los datos más antiguos para poder incorporar los más recientes.

Cuando el servidor recibe una petición, analiza la URL y obtiene el comando que indica las instrucciones a ejecutar. En el caso de que se soliciten los datos de una variable, se leen los datos del Buffer\_M3 que habrán sido cargados por el núcleo que contiene el Smart-Meter, el C28. Según la posición de lectura en el Buffer se tendrá una variable diferente. Por otra parte, si la instrucción se refiere a la conexión o desconexión del inversor se debe habilitar el inversor para su activación o desactivación según las instrucciones del C28. En el caso de la activación, además se debe obtener la consigna de intensidad y enviarla al Smart-Meter.

### **Montaje y control del convertidor electrónico**

Para la implementación del Smart-Meter se ha utilizado un armario disponible en la Laboratorio de Máquinas Eléctricas, que incluye un convertidor electrónico, diversos sensores tanto de tensión como de intensidad, así como otros elementos auxiliares.

El convertidor electrónico presenta una etapa rectificadora y otra inversora con acceso al bus de continua donde se conectaría la batería, que se carga con corriente continua. La etapa inversora, que será la empleada en este caso, la forman 6 IGBT con sus respectivos diodos en anti-paralelo. El microprocesador controlará los disparos de los IGBT.

Se tienen además cuatro sensores de tensión, tres de ellos medirán la tensión de línea entre las distintas fases de la tensión de red que será tomada como referencia, por tanto, se medirá tensión alterna. El último de ellos será para medir la tensión en el bus de continua. Por otra parte, los sensores de intensidad, de efecto Hall, medirán la corriente en cada una de las fases, disponiéndose de 3 sensores de este tipo. Para que el microprocesador pueda leer estas señales es necesario adaptarlas a unos niveles de tensión adecuados, entre 0 y 3,3 V, para lo que se emplearán las denominadas placas de adaptación de la señal.

Los disparos de los IGBT serán controlados mediante unas señales emitidas por el microprocesador, que, análogamente a lo comentado para los sensores, requiere de varias etapas de adaptación hasta llegar al inversor.

El armario dispone de todas las fuentes de alimentación y protecciones necesarias para el correcto funcionamiento de todos los sistemas comentados.

### Modelo del convertidor

La potencia intercambiada con la red se controla desde el microprocesador mediante una consigna establecida según unos criterios determinados que se comentarán más adelante. Por otra parte, es importante destacar que el sistema se analizará en vectores espaciales, lo que permite un tratamiento más sencillo de la información.

Para empezar, es necesario filtrar y recuperar la medida real de los sensores en una operación que se denomina "tarado". A partir de aquí se pueden obtener las componentes del vector tensión de red que se empleará como referencia.

La consigna que establecerá los disparos de los IGBT es la referencia de tensión en el convertidor. A través de esta variable se tiene control sobre la intensidad que circula por el inversor, y por tanto, la potencia intercambiada. Teniendo en cuenta que el inversor se toma con criterio generador, la ecuación que define el comportamiento del sistema es la siguiente:

$$\vec{U}_{XY} = \vec{U}_{conv,XY} - L \frac{d\vec{I}_{XY}}{dt}$$

De donde se deducen las siguientes expresiones para las componentes en referencia fija del vector espacial.

$$U_{conv d} = U_d + L \frac{dI_d}{dt} - \omega L I_q$$

$$U_{conv q} = L \frac{dI_q}{dt} + \omega L I_d$$

Por tanto, la intensidad medida se compara con la referencia y a partir del error se establecen las consignas del vector tensión del inversor mediante un regulador PI.

Para obtener los disparos de los IGBT que permiten establecer la tensión establecida se emplea el modulador SVM. Este método consiste en situar el vector en uno de los 6 sextantes en que se divide el plano. Estas divisiones se generan a partir de las posiciones de los vectores generados en las diferentes formas de conmutación de los IGBT, y que se denominarán configuraciones básicas. Una vez identificada la posición del vector se calculan los tiempos que deberán establecerse las diferentes configuraciones básicas, principalmente las correspondientes a los vectores adyacentes y los vectores nulos para alcanzar la consigna establecida, mediante suma de vectores.

## Diseño de la interfaz

Finalmente, la interfaz web permite que el usuario conozca lo que ocurre durante la carga de las baterías. Esta interfaz será compatible con todos los sistemas operativos de ordenador, *Tablet* y *Smartphone*, y será ejecutable en cualquiera de los navegadores existentes. Para ello, el segundo núcleo actuará como servidor web del Smart Meter, alojando la página HTML que funciona como interfaz de usuario.

La página se ha elaborado en lenguaje HTML y empleando hojas de estilo, CSS, y scripts en JavaScript para mejorar su aspecto y permitir introducir diversas herramientas.

El lenguaje HTML está basado en la referenciación. Los elementos no son incrustados en la página si no que se indica la referencia mediante texto. Esta misma referenciación es utilizada para dar formato, empleando CSS, y establecer los valores de las propiedades de los diferentes elementos de la página, refiriéndose a ellos mediante diversos métodos de identificación.

Los scripts en JavaScript son empleados para manejar los eventos y hacer la página dinámica, esto incluye, por ejemplo, las funciones a ejecutar al pulsar un botón o al cargar la página. También permite configurar y trazar los gráficos empleados para la representación de las variables.



Figura 1. Vista previa de la página web de inicio.

Algunas de las herramientas incluidas en la página son el cambio de idioma (español/inglés) mediante dos botones situados en la parte superior, así como la generación de una consigna de intensidad según los criterios que se explican a continuación.

## Recarga inteligente

Para comenzar, el usuario puede establecer el modo de recarga que desea entre recarga inteligente y carga rápida. Por defecto está activado el modo en recarga inteligente. Este modo implicaría realizar la recarga en horas valle, aumentando el consumo en este periodo y alisando la curva de la demanda. Esto optimizaría el sistema y supondría importantes beneficios para el operador de la red. Además, las tarifas con discriminación horaria, con las que la energía tendría un coste menor si se consume en los periodos valle, incentivaría esta elección.

La recarga inteligente trata de adaptarse a la curva de la demanda de energía eléctrica. Para ello la recarga se realiza en el periodo valle, durante la noche, si las características de la recarga lo permiten. Esto requiere la disponibilidad de varios datos referidos a la carga de las baterías del vehículo que el usuario pueda introducir en los campos de la pestaña de ajustes. Por defecto, se han incluido los datos del Nissan Leaf. Además, se dispone de un vector de coeficientes de ponderación asociados a cada hora del día en las que se realiza este tipo de recarga (periodo valle nocturno), teniendo en cuenta la curva de la demanda. A partir de la hora de inicio, tomada del ordenador del usuario, y la de final de carga, establecida en los ajustes por el usuario según sus necesidades, se determina si es posible realizar la carga en este periodo con este método sin sobrepasar la corriente máxima que puede aportar el inversor. El vector de coeficientes de ponderación podría modificarse ligeramente para fomentar la carga durante este periodo. Tras las comprobaciones mencionadas, se comienza a generar la consigna, comprobando cada cierto intervalo de tiempo la hora del sistema, empleando con el coeficiente de ponderación correspondiente a la hora en cuestión. En caso de que no se pueda realizar la recarga en el periodo mencionado, por ejemplo, si la recarga fuera durante el día, se calcula el nivel de corriente que se debería inyectar para realizar la recarga en el periodo establecido. El inconveniente de este método es que en un caso de emergencia en que el usuario necesite utilizar el vehículo de manera imprevista la batería no estará cargada, incluso sería posible que la carga no se hubiera iniciado.

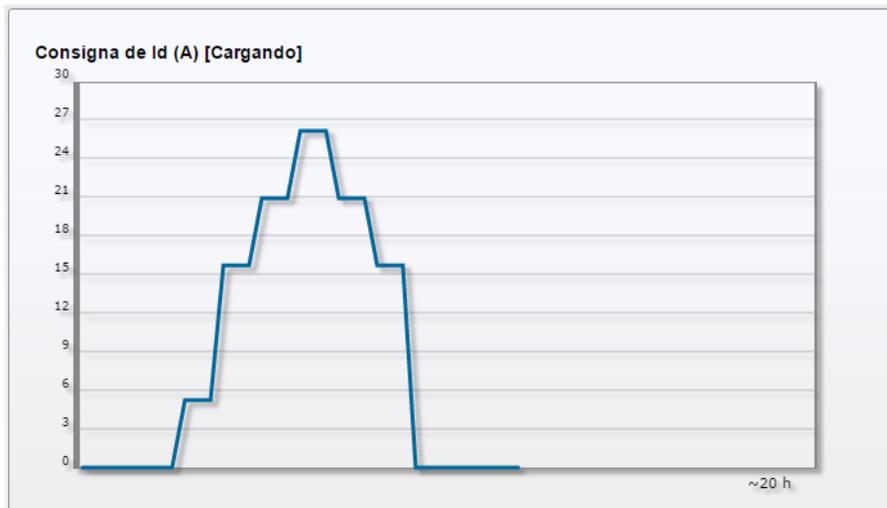


Figura 2. Consigna en modo recarga inteligente.

Por otro lado, el modo en carga rápida, establece como consigna la intensidad máxima que puede aportar el inversor. La batería estaría cargada en el menor tiempo posible, aunque supone una estrategia muy agresiva tanto para la batería como para el inversor. Este método no se recomienda por sus efectos negativos sobre los componentes del sistema.

Una vez generada la consigna de intensidad que permite controlar la potencia transferida se envía periódicamente el núcleo que controla el inversor, cargando el vehículo según la estrategia escogida y alcanzando el objetivo previsto.

## CONCLUSIONES

La construcción y programación del *Smart Meter* integrado en la estación de recarga se ha logrado los objetivos propuestos con buenos resultados. El sistema es capaz de realizar la carga de la batería de manera autónoma siguiendo la estrategia de recarga inteligente, si así lo requiere el usuario. De esta forma, el inversor se conectará y desconectará para ajustar la carga a la curva de la demanda eléctrica, en función del tiempo disponible para realizar la carga. Con todo esto, se incide de manera directa en tres de los retos de las SmartGrids: la intervención activa del usuario, la regulación y control de cargas y la monitorización de la red y del consumo.

## AGRADECIMIENTOS

A Dionisio Ramírez, por confiar en mí para realizar este proyecto y por todas las horas de dedicación para conseguir sacar adelante el trabajo en cada una de sus fases. Ha sido un placer trabajar contigo y es una suerte tener en la Escuela profesionales de tu calibre.

A todo el personal del laboratorio de Máquinas Eléctricas, PDI y PAS, por su disposición durante la última etapa del proyecto, y en especial por su carácter desenfadado sin dejar de ser profesional, contribuyendo a crear un ambiente agradable de trabajo para hacer más llevaderas las horas compartidas.

## REFERENCIAS

- J. Rodríguez & D. Ramírez, 2014, Diapositivas oficiales de la asignatura “Control de Máquinas Eléctricas”. Madrid.
- <http://www.ti.com/tool/ccstudio#Technical Documents> (16 junio 2015)
- <http://www.minetur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/385/Elisa%20Iba%C3%B1es%20del%20Agua.pdf> (13 junio 2016)
- [http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/el\\_suministro\\_de\\_la\\_electricidad.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/el_suministro_de_la_electricidad.pdf) (13 junio 2015)

# INTEGRIDY – PLATAFORMA HABILITADORA DE LA TRANSFORMACIÓN DE LOS SMART GRIDS

**Andrea Rossi**, Jefe del Mercado de Energía y Transporte, Atos  
**Javier Valiño**, Jefe de Proyecto, Atos  
**Maria Guadalupe Rodríguez**, Responsable de Diseminación, Atos

**Resumen:** El objetivo de inteGRIDy es facilitar la óptima y dinámica operación de la red de distribución de energía, impulsando su estabilidad a la vez que se coordina la inclusión de fuentes de energía distribuidas, plantas de generación virtuales y esquemas de almacenamiento de energía innovadores y colaborativos, con un porcentaje de inclusión de energías renovables creciente. inteGRIDy conecta los novedosos servicios, tecnologías y mecanismos emergentes de smart grids mediante el uso de una plataforma escalable, replicable e inter-funcional. Dicha plataforma permitirá la conexión de la red de energía actual con los diferentes actores del mercado, proveyendo además de capacidades mejoradas para monitorización de perfiles de consumo y generación.

**Palabras clave:** inteGRIDy, H2020, Smart Grid, Demand Response, Modelos de Negocio, Consumidor, Prosumidor, Energías Renovables, Almacenamiento, Vehículo Eléctrico

## INTRODUCCIÓN

El Proyecto inteGRIDy se concibe en 2016 para aportar soluciones a los retos que las tecnologías emergentes que están transformando el sector energético en todas sus facetas y especialmente en los Smart grids (European Commission, 2010) (European Commission, 2014), además de demostrar que dichas tecnologías emergentes y su introducción en el mercado durante los próximos años pueden habilitar la integración conjunta del Demand Response (DR) (Capgemini, 2008), Smart Grid (X. Fang et al., 2012), almacenamiento y generación distribuida de forma segura y estable. Para ello, define cuatro pilares básicos de actuación, los cuales inteGRIDy hace propios para su innovadora propuesta.

	<b>Demand Response.</b> Habilitación de los mecanismos que permitan a los consumidores participar de forma activa en el mercado energético, validando los nuevos modelos de negocio asociados a múltiples fuentes de energía, auto-consumo y almacenamiento.
	<b>Mejorando la Inteligencia de la red de distribución.</b> Control y automatización de las redes de distribución, gestión y mantenimiento. Fuentes de generación variable, plantas de generación virtuales y microgrids como mecanismos de balanceo de carga.
	<b>Demostración de tecnologías de almacenamiento.</b> Incluyendo sistemas de baterías junto con ideas novedosas como power to heat o Hidrógeno.
	Integración con sistemas de transporte. Principalmente orientado a vehículos eléctricos y su encaje en la red eléctrica como potenciales almacenadores y/o suministradores de energía.

*Tabla 1. Pilares de inteGRIDy.*

Con este escenario como referencia, inteGRIDy demostrará a través de una plataforma inter-funcional desplegada en 10 pilotos en 8 países europeos diferentes las siguientes innovaciones.

- Integración de la infraestructura existente de Smart meters, sistemas de automatización e Internet de las cosas (IoT) de modo que se habilite la interoperabilidad mediante interfaces estándares, recolección de datos eficiente y monitorización de activos del grid.
- Implantación de modelos novedosos, con técnicas de big data, que permitan la optimización de la topología de red y los mecanismos de DR, además de mejorar los ciclos de carga de las baterías.
- Utilización de algoritmos de predicción que permitan simulación de escenarios para pronóstico multi-nivel dinámico en generación/demanda en tiempo real, mejorando la toma de decisiones.
- Uso de herramientas de visualización analítica potentes y eficientes, mediante técnicas novedosas de interacción hombre-máquina.

- Habilitación de un entorno seguro de control de acceso que permita privacidad y protección de datos, construido sobre estándares y regulaciones.
- Definición de modelos de negocio innovadores que proporcionen las herramientas necesarias al mercado energético de modo que se puedan adoptar técnicas de DR que habiliten la entrada de nuevos agentes en el mercado.

Por último, inteGRIDy considera los siguientes actores de la cadena de valor del sector energético, y que están representados por los socios del consorcio, de modo que se garantice la correcta implantación de las soluciones propuestas validada tanto a nivel técnico como de negocio

- Operadores (Transmission System Operators, Operadores independientes, Distribution System Operators y otras entidades locales operadoras)
- Operadores de mercado (Comercializadores, grandes productores y vendedores, Brokers, Agregadores, ESCos, etc.)
- Reguladores y usuarios finales (Autoridades regulatorias, Instituciones de gobierno, Administraciones públicas, Creadores de políticas, Agencias sin ánimo de lucro, consumidores y grandes consumidores, prosumidores, asociaciones de usuarios)
- Externos (cualquier actor que no genere, entregue, venda o use energía y participe en el Mercado de forma subsidiaria: proveedores de servicios, proveedores de servicios a terceros, Entidades de Investigación y desarrollo, consultoras)

## DESCRIPCIÓN TÉCNICA E IMPLEMENTACIÓN

inteGRIDy prevé una re-adaptación activa de las funcionalidades y capacidades del dominio de la red de distribución, mientras que sus desarrollos afectarán directamente a la interconexión entre los actores involucrados. Más concretamente, el impacto previsto afectará a:

- Las operaciones, mediante el control y la supervisión de una topología reconfigurable
- El mercado, a través de nuevos servicios
- El consumidor, por medio de mejoras en los mecanismos de DR (SEDC, 2014)
- La transmisión de energía, con la implantación de mecanismos de predicción en media/baja tensión
- Parte de la producción, al considerar utilización innovadora de almacenamiento térmico, de energía y de hidrógeno además de integración de usuarios de vehículos eléctricos, para el uso óptimo de renovables (Wang, Qi, et al., 2015).

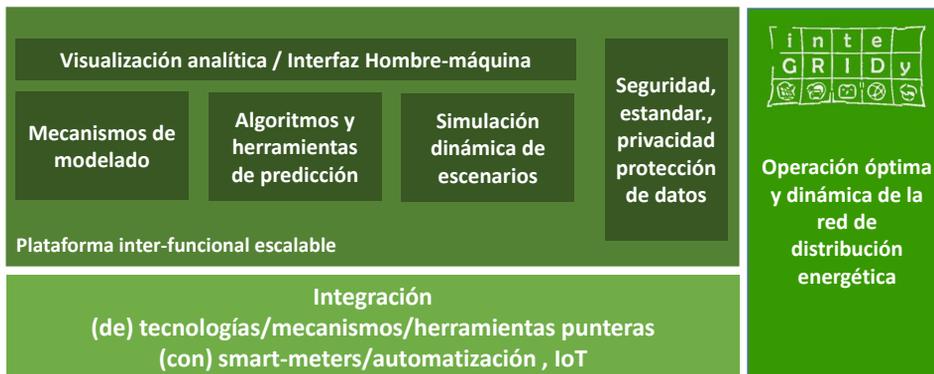


Figura 1. Diagrama de capas de la plataforma inter-funcional.

Las herramientas y mecanismos de inteGRIDy tienen un área de impacto grande, tanto en términos geográficos como en tecnologías cubiertas. Entre ellas, son especialmente relevantes las relacionadas con generación de energía renovable (fuentes) y usuarios (cargas), ya que el flujo de información generado entre ambas será analizado y usado como entrada para los mecanismos automatizados de DR. El objetivo último consiste en ofrecer una solución integrada que permita acomodar todas las operaciones de la red de distribución, la respuesta de los clientes y los mecanismos de DR que permitan involucrar a nuevos usuarios. En base a los actores identificados por el proyecto y en combinación

con los objetivos, la Figura 2 recoge las interacciones entre actores y su impacto en la plataforma y las actividades relacionadas para su implantación y desarrollo funcional.

Para facilitar la gestión y habilitar la transferencia técnica eficaz entre actividades, inteGRIDy se estructura en 3 fases: (1) Fase de definición, identificación de estandarización y regulación aplicable y estudio de modelos de negocio existentes, (2) Integración del entorno propuesto por inteGRIDy and (3) Demostración/evaluación del entorno junto con las tecnologías de los socios a través de los pilotos.

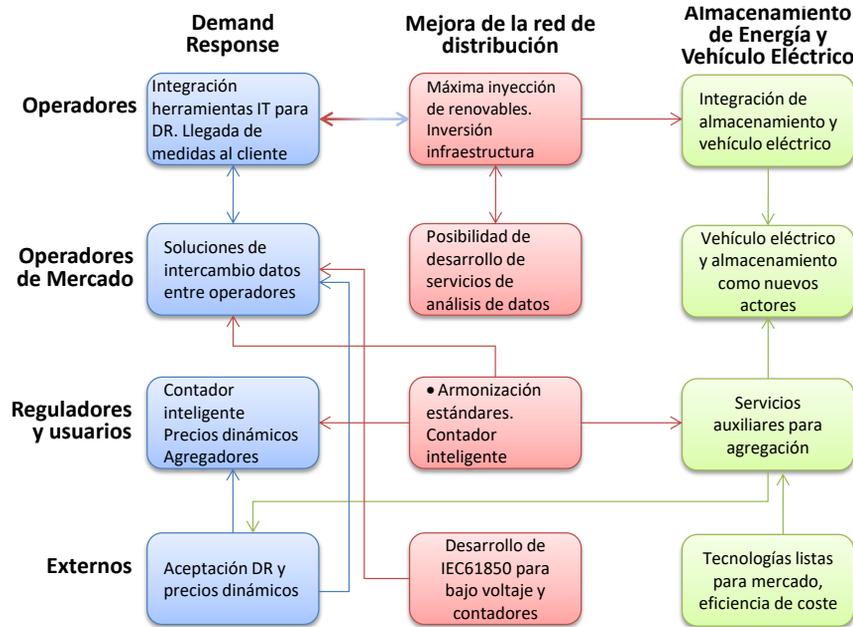


Figura 2. Relación entre los actores y los objetivos de inteGRIDy.

## PILOTOS

Los demostradores componen el alma de inteGRIDy. En ellos, los socios involucrados pretenden validar las tecnologías seleccionadas, con el componente común del uso de la plataforma inter-funcional provista como resultado de las investigaciones del Proyecto. Se distingue entre pilotos a pequeña y gran escala, siendo los primeros menores en alcance y uso de tecnologías y antecesores a los segundos.

		DR	SG	ES	EV
<b>Isla de Wight (UK)</b>	Mejora diseño red, con almacenamiento, vehículo eléctrico e instalación de renovables en isla autosuficiente.	✓	✓	✓	✓
<b>Terni (IT)</b>	Integración de microgrid offline propiedad de una cooperativa de granjeros locales con la red de media tensión del operador.	✓	✓	✓	✓
<b>S. Severino Marche (IT)</b>	Mejora de la red de distribución con técnicas de optimización de topología y procesos de predicción de flujos energéticos.	✓	✓	✓	
<b>Barcelona (ES)</b>	Optimización de DR y soluciones de almacenamiento para ayudar a la penetración de renovables. Pabellón polideportivo.	✓	✓	✓	
<b>(FR) St Jean Maurienne</b>	Integración de DER en la red sin amenazar su estabilidad. DR para edificios y almacenamiento térmico.	✓	✓	✓	
<b>Nicosia (CY)</b>	Implementación de un microgrid entre universidad y una zona residencial incluyendo técnicas de DR y gestión de demanda.	✓	✓	✓	
<b>Lisboa (PT)</b>	Sistema de control para edificios y promoción de gestión integrada para prosumidores.	✓	✓	✓	✓
<b>Xanthi (GR)</b>	Mecanismos de DR, funciones de supervisión, centro virtual de almacenamiento y puntos de recarga para microgrid local.	✓	✓	✓	✓
<b>Ploesti (RO)</b>	Sistema de información software para control de distribución de información energética en un Smart grid de tres edificios.	✓	✓	✓	
<b>Thesaloniki (GR)</b>	Esquemas de gestión de DR para diferentes perfiles de consumo (edificios, estadio y hotel), almacenamiento flexible de energía.	✓	✓	✓	

Tabla II. Resumen de Pilotos.

Actualmente se está trabajando en la definición de la arquitectura funcional de todos los pilotos y su interacción con la plataforma propuesta por inteGRIDy. A modo de ejemplo, y bajo el epígrafe de investigación sobre Demand Response, la Figura 3 muestra el diagrama descriptivo de la arquitectura del piloto 3, desarrollado en Barcelona.

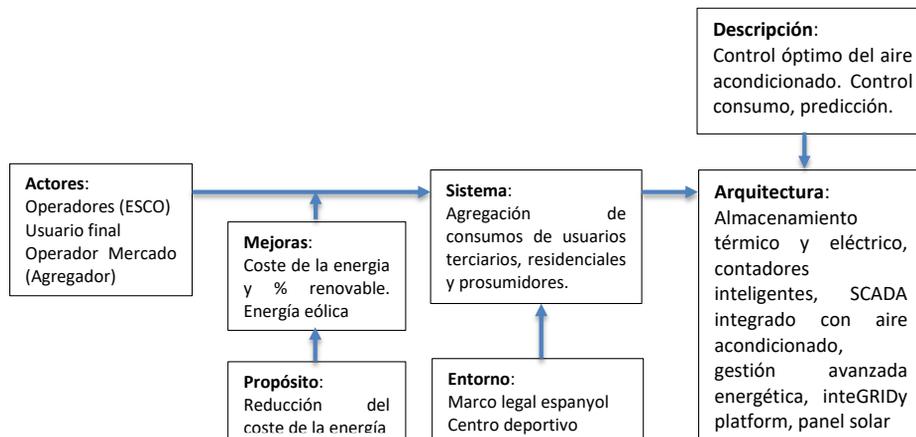


Figura 3. Diagrama de la arquitectura del piloto de Barcelona.

## IMPACTO

### Impacto técnico

inteGRIDy permitirá a los operadores de red de distribución gestionar la configuración del grid de acuerdo con las necesidades de cada momento en cuanto a generación y demanda. Además, el DR y el almacenamiento virtual de energía actuarán como habilitadores para la provisión de servicios de balanceo de carga y auxiliares para la red de distribución, al ser posible ofrecer flexibilidad escalable en cortos periodos de tiempo y, de este modo, permitir la

regulación de frecuencia y voltaje tanto a nivel primario como secundario/terciario. inteGRIDy permite a los sistemas de almacenamiento energético comercializar sistemas auxiliares, desde la perspectiva de sistemas de gestión y operación/distribución más fiables y eficaces. En la arquitectura, la carga/descarga de sistemas de almacenamiento se gestiona remotamente y de acuerdo con la información recogida del mercado y los requerimientos de la red.

Además, el riesgo de cortes eléctricos se ve reducido considerablemente gracias a la flexibilidad que ofrece la aproximación del proyecto, ya que permite el balanceo y la introducción de servicios auxiliares, promoviendo ventajas significativas para todos los actores involucrados. Los operadores de red podrán gestionar la carga y descarga de sus sistemas de almacenamiento. Esto permite la coordinación de pérdidas de la red con producción renovable local. Finalmente, las sinergias entre la red eléctrica y la red de transporte es también un aspecto central para inteGRIDy, ya que el uso de estaciones de carga de vehículos eléctricos ayudará de forma significativa a la decarbonización de la red.

## Replicabilidad

La posibilidad de entregar como resultado del proyecto un entorno común donde poder aglutinar todas las tecnologías propuestas por los socios, validado mediante su implantación, total o parcial, a lo largo de varios pilotos en países distintos y, por ende, en marcos regulatorios y operativos diversos, hace que la replicabilidad de la solución quede garantizada. Además, el uso de interfaces estándares para la comunicación abre la puerta a que no sólo sean las innovaciones propias del proyecto las que puedan incluirse en este entorno, sino que está listo para acoger nuevas propuestas futuras de forma sencilla. Todo esto se resume en el concepto Internet del Grid, que acompaña a la definición de inteGRIDy. La exportación a diferentes redes de la plataforma debería ser directa, así como el aglutinamiento de varios grids dentro de una misma instancia, lo cual la hace idónea para los operadores de red.

Además, la implantación nativa de técnicas de DR y su capacidad para alojar un número creciente de usuarios, gracias a las tecnologías de gestión en la nube, la dotan de la escalabilidad requerida. La compatibilidad de estas tecnologías con aproximaciones estándar para gestión de hogares/edificios inteligentes garantiza su interoperabilidad e idoneidad con técnicas centradas en el usuario.

## Generación de nuevos modelos de negocio

La eficiencia aportada por las nuevas innovaciones propuestas en la red de distribución, beneficiarán directamente a los consumidores, ya sea mediante las nuevas políticas de precios variables en el tiempo, con el aumento de la oferta, con los programas de prepago o los sistemas de gestión de energía para usuarios. Además, la nueva configuración permite que el usuario no requiera de tomar precauciones en caso de situaciones de emergencia (como tormentas, terremotos, etc.) al aumentar el nivel de autogestión de la red (European Commission, 2007). En el ámbito medioambiental, inteGRIDy promueve el uso de fuentes de energía alternativas, especialmente en comunidades locales, y evitando en lo posible el uso de combustibles fósiles, lo cual es especialmente útil en regiones europeas con carestía de estos últimos. inteGRIDy pretende simplificar y hacer más eficiente la integración de renovables en la red, maximizando las inversiones y reduciendo los problemas de conexión y balanceo. La combinación de nuevas energías renovables con mecanismos de predicción contribuye no solo a aumentar la capacidad de la red, sino también a su gestión, ya que se puede programar el uso de fuentes de energía tradicionales cuando se prevean fluctuaciones en las renovables. En definitiva, la validación final del proyecto presentará diferentes microgrids reales gestionados con herramientas software y que probarán la colaboración entre este grid y la red de distribución (PricewaterhouseCoopers, 2010). La plataforma inter-funcional propuesta por inteGRIDy, y sus inherentes capacidades de cooperación entre usuarios y la red de distribución contribuirán activamente a la habilitación de nuevos servicios en el mercado además de la creación de un nuevo perfil de usuarios que proporcionarán valiosa información a los operadores de red. Esto supone, por tanto, ventajas para ambas partes, en un marco regulatorio cambiante y evolucionando a diferente velocidad dependiendo del país, abriendo por tanto pequeños nichos de mercado para la energía y los servicios relacionados. Las innovaciones tecnológicas introducidas por inteGRIDy permitirán a las pequeñas y medianas empresas actuar como habilitadores para la aplicación de esquemas novedosos de DR, asegurando una introducción eficiente de la demanda como un actor de alto valor para el mercado energético (Bohnsack et al., 2014).

## Impacto en políticas nacionales y europeas

inteGRIDy incluye como socios a actores relevantes en regulación, a nivel nacional y europeo. Por lo tanto, las propuestas del proyecto pueden tener la credibilidad del conocimiento del marco actual, además de contar con los

recursos adecuados para estudiar las adaptaciones, propuestas y soluciones necesarias para acometer e implantar la plataforma inter-funcional (Smart Grid Taskforce, 2015).

Unos de los mayores impactos del proyecto será la interconexión de diferentes socios y diferentes países, con el objetivo de intercambiar conocimiento y experiencia en arquitecturas que incluyan modelos de almacenamiento híbridos y estaciones de recarga de vehículos eléctricos. Al tener inteGRIDy 5 operadores de red de distribución, su intercambio de información con los estados miembros constituirá una gran contribución al desarrollo de políticas para la interconexión entre miembros.

## CONCLUSIONES

La ventaja de una plataforma como la propuesta por inteGRIDy reside en abarcar diferentes herramientas, métodos y tecnologías con un grado de madurez alto y que engloban diferentes mundos como pueden ser la informática, la ingeniería eléctrica, el control y la automatización (por ejemplo, para el control de fuentes de energía distribuidas), ingeniería química (ciclo de vida óptimo de baterías, almacenamiento de calor o de hidrógeno), etc. Esto supone un alcance multi-disciplinar y novedoso, que permitirá a los operadores mejorar sus Smart grids y todas las tecnologías subyacentes y complementarias, con especial foco en la integración de renovables.

Además de para los operadores, cuyo impacto se traduce en la operación de la nueva plataforma, los demás actores identificados también se aprovecharán de mejoras inherentes a su implantación. Especialmente, los consumidores y prosumidores verán como la plataforma permitirá el despliegue de nuevos modelos de negocio y servicios basados en Demand Response y favorecidos por el uso de tecnologías innovadoras, que se traducirán en un abaratamiento de los servicios y una mayor flexibilidad para la selección del modelo tarifario más adecuado a las necesidades en cada caso. inteGRIDy permitirá una aproximación real por medio de pilotos y que permita validar las necesidades y requerimientos de la red actual. El resultado esperado es una serie de métodos y mecanismos de integración innovadores alrededor de las tecnologías que permitan explotar los resultados obtenidos con un gran potencial comercial. Los nuevos modelos de negocio deberán validarse también a través de los pilotos, siendo este punto el principal reto que se plantea. La correcta y eficiente implantación de la plataforma y sus tecnologías inherentes unido a una implantación de un modelo de negocio sostenible y validado garantizará un óptimo cierre para las innovaciones del proyecto.

## AGRADECIMIENTOS

Este Proyecto ha recibido fondos del programa de investigación y desarrollo de la Unión Europea Horizon 2020, bajo el grant agreenmet número 731268.

## REFERENCIAS

- Bohnsack, Pinkse, Kolk (2014). Business models for sustainable technologies: Exploring business model evolution in the case of electric vehicles. Research Policy.
- Capgemini (2008) Demand Response: a decisive breakthrough for Europe.
- EG3 Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility; Smart Grid Taskforce January 2015
- European Commission (2010) Europe 2020 targets.
- European Commission (2014) 2030 Energy Strategy.
- European Commission. Commission of the European Communities: renewable energy road map: renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future, communication from the commission to the council and the European parliament 848, 20017.
- X. Fang, S. Misra, G. Xue and D. Yang, "Smart Grid — The New and Improved Power Grid: A Survey," in IEEE Communications Surveys & Tutorials, 2012.
- Mapping Demand Response in Europe Today, SEDC, April 2014.
- PricewaterhouseCoopers. European climate forum, potsdam institute for climate impact research, international institute for applied system analysis, 2010.
- Wang, Qi, et al. "Review of real-time electricity markets for integrating Distributed Energy Resources and Demand Response." Applied Energy 138 (2015): 695-706.

## APIS COMUNES Y ABIERTAS EN TODAS LAS PLATAFORMAS

**Martin Wagner Romero**, Consultor Senior, Atos Spain  
**M. Guadalupe Rodríguez**, Gestor de Proyectos, Atos Spain

**Resumen:** La evolución de Internet de Energía o Internet de Recursos está cambiando los modelos de gestión tanto de los dispositivos como de los recursos que estos pueden manejar. Los grados de interoperabilidad están relacionados al significado/semántica de la información intercambiada, usualmente expresada por un modelo de datos u ontología. Para lograr una interoperabilidad completa entre los dispositivos y sistemas, además de la definición semántica necesaria para definir esta interoperabilidad, también es necesario definir los niveles de sintaxis, usualmente asociados a la solución tecnológica (ej. protocolos de comunicación) [1].

**Palabras clave:** Internet de Energía, Prosumidores, Protocolos, Estándares, Soluciones, Plataformas, Interconectividad, Interoperabilidad, Blockchain

### INTEROPERABILIDAD PARA INTERNET DE LA ENERGÍA

La evolución de Internet de las Cosas y su aplicación a diferentes dominios como Internet de Energía o Internet de Recursos están cambiando los modelos de gestión tanto de los dispositivos como de los recursos que estos manejan, actualmente muy focalizados en los recursos de energía [2].

Los nuevos paradigmas en la gestión de la energía eléctrica están cada vez menos asociados a los modelos de negocio de grandes empresas tradicionales; la micro generación y el almacenamiento distribuido en localidades cercanas (ej. vecindarios), la economía compartida, blockchain, etc., y los cada vez menores precios de los dispositivos necesarios para generar y almacenar energía localmente [3], están mejorando sustancialmente los retornos de inversión y están abriendo las puertas para que el consumidor de energía también pueda fácilmente generarla (transformarse en prosumidores) y esto permite a asociaciones de usuarios desarrollar modelos de gestión compartida [4].

Los usuarios finales, especialmente en pequeñas instalaciones como pueden ser instalaciones caseras, necesitan de soluciones para gestionar sus dispositivos con mínima inversión e interacción; sistemas que tampoco tengan problemas de interoperabilidad con un gestor local o remoto de sus datos [5]. En definitiva, una plataforma confiable. Al mismo tiempo, les son indiferentes las características de la solución siempre y cuando esta disponga de los servicios necesarios en un entorno privado y seguro [6]. En entornos más complejos, (múltiples dispositivos y distribuidos entre distintas localizaciones), los usuarios finales también exigen que los proveedores dispongan de protocolos y estándares para asegurar interoperabilidad con la instalación ya existente siendo esto una limitación importante para potenciar mercado.

Por su parte, los fabricantes diseñan y desarrollan dispositivos incluyendo aplicaciones para que estos dispositivos puedan ser fácilmente gestionados por el usuario final, pero no contemplan interoperabilidad con dispositivos de otras marcas, ni valoran las posibles plataformas o sistemas operativos (SO). El cumplimiento de los protocolos/estándares disponibles para la integración se considera responsabilidad de la plataforma o sistema.

En consecuencia, cuando el instalador de un nuevo dispositivo se encuentra con una plataforma previamente instalada, la mayor parte de sus esfuerzos de instalación se dedican a integrar la aplicación con la plataforma para asegurar la interoperabilidad siendo esto la motivación más importante para que el desarrollo de protocolos y estándares sea la solución más comúnmente aceptada para los temas de interoperabilidad.

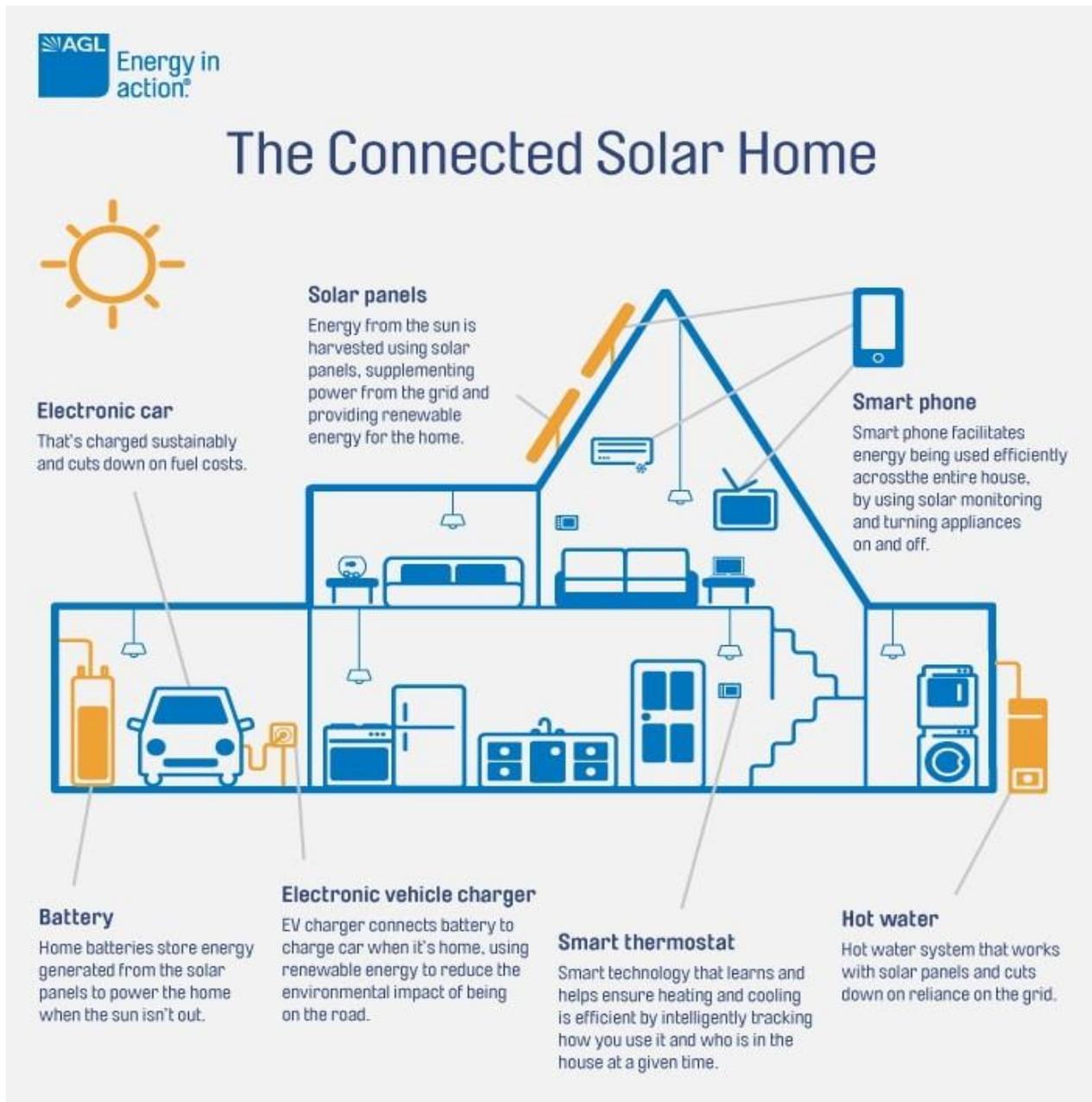


Figura 1. Hogar solar interconectado. Fuente: <https://agsolar.com.au/blog/the-connected-solar-home/>

En conclusión, la existencia de múltiples dispositivos crea un ecosistema cada vez más complejo para la interoperabilidad de las aplicaciones que gestionan dichos dispositivos, al mismo tiempo se espera que en un futuro cercano una instalación casera cuente al menos con dispositivos de generación, de almacenamiento, punto de recarga, medidor de consumo eléctrico y varios sensores.

## PLATAFORMAS, SISTEMAS, SOLUCIONES

Aunque cada una de las palabras del título de este epígrafe tienen diferencias importantes en su semántica e interpretación, para los fines de este documento se considerarán equivalentes o similares: un entorno que sirve para almacenar diferentes tipos de datos o información; que se ejecutan en predeterminados sistemas operativos y que permiten ejecutar programas o aplicaciones con diferentes contenidos, como pueden ser juegos, imágenes, texto, cálculos, simulaciones y vídeo, entre otros.

### Disponibilidad de Plataformas

Las plataformas pueden estar (y están) desarrolladas para múltiples sistemas operativos (Microsoft, Apple, Linux, Android, etc.) e infraestructuras (PC, Raspberry PI, Smartphone, etc.); utilizan uno o varios canales de comunicación tanto locales (bluetooth, WI-FI, LAN, ZigBee, etc.) como basados en Internet de las Cosas (IoT). Existen plataformas totalmente funcionales en la nube como Amazon AWS [7] o Google Nest [8] y plataformas desarrolladas para proyectos europeos o para necesidades específicas de un proveedor de dispositivos (medidores, sensores, concentradores, etc.). Todas ellas están orientadas a diferentes tipos de usuarios, con o sin conocimientos tecnológicos y, en general, enfocadas a cumplir los objetivos preestablecidos es decir, sus respectivos modelos de negocio.

En un entorno de gestión de dispositivos (sensores, medidores, etc.) todas las plataformas ofrecen acceso a los dispositivos para obtención de datos y envío de comandos (actualizaciones) para demostrar interoperabilidad; todas procesan y almacenan datos tanto de los dispositivos como de pre-análisis o consolidación, disponen de interfaces gráficas (API) para desplegar información respecto al status de los dispositivos y para sus servicios de valor agregado y todas disponen de desarrollos más o menos rudimentarios para facilitar la interconectividad con otras plataformas.

Por otra parte, la Unión Europea está realizando grandes esfuerzos para la estandarización general de las soluciones disponibles, como NESSI [9] para soluciones generales y SGAM o SAREF [10] en el ámbito energético. En otras palabras, se disponen de modelos de datos, se están desarrollando estándares y protocolos para interoperabilidad, y se disponen de múltiples opciones para seleccionar una solución que permita gestionar los recursos de energía en casi cualquier entorno.

### Selección de la plataforma idónea

Dependiendo del tipo de instalación, la selección de la plataforma estará fundamentada más en la infraestructura disponible o de necesidades de interoperabilidad que de los requerimientos funcionales: en una instalación casera usualmente el proveedor de los dispositivos proporcionará la plataforma que considera más idónea para sus aparatos. En una instalación más compleja, el interés estará, más que en la plataforma en la interoperabilidad de las nuevas funcionalidades con lo que existente.

En consecuencia, los dispositivos a utilizar, la calidad de las aplicaciones de los fabricantes para los dispositivos y las necesidades de interoperabilidad, incluyendo la capacidad de integrar nuevos dispositivos como por ejemplo puntos de carga; son los factores principales para la selección de la solución y, en segundo plano, los servicios que ofrece el sistema a ser seleccionado, los requerimientos funcionales para gestionar dispositivos instalados localmente o la relación calidad/precio de la plataforma

## UN NUEVO ENFOQUE: UNA SOLUCIÓN COMÚN (¿Y ABIERTA?)

De las secciones anteriores se concluye que plataformas, sistemas y soluciones para gestionar modelos de negocio para los recursos energéticos es un ámbito en continuo crecimiento, así como la cantidad y calidad de servicios que ofrecen estas plataformas. En consecuencia, la interoperabilidad entre estos sistemas heterogéneos será uno de los aspectos más relevantes para futuro de la gestión de energía a nivel local y regional.

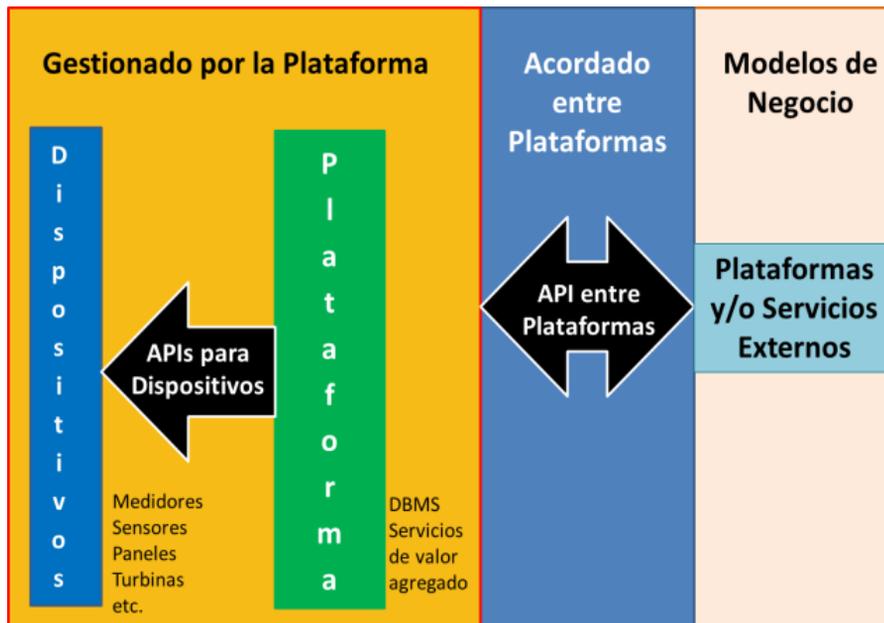


Figura 2. Interoperabilidad con APIs comunes y abiertas.

Por otro lado, es conocido que la penetración de internet como servicio en los hogares está creciendo a niveles agigantados (50% a nivel mundial), y su utilización excede fácilmente el 60% en España, lo que da acceso a múltiples canales de comunicación que puede utilizar una solución para interactuar con los dispositivos conectados (LAN; WI-FI, ZigBee, 4G, etc.). Para asegurar la aceptación y utilización de una plataforma dada, la misma debe cumplir con las condiciones siguientes:

- Disponer de una interface que permita parametrizar la interconexión con cualquier dispositivo para lectura de datos, encriptación de la comunicación y gestión de comandos.
- Disponer de una interface para el intercambio de datos entre distintas plataformas, como el envío de datos de consumo y disponibilidad de energía.
- Disponer de un entorno que permita la instalación y ejecución de las aplicaciones necesarias para cumplir con objetivos secundarios.
- Utilizar los canales de comunicación disponibles (WI-FI, LAN, GPRS, etc.).

Las condiciones anteriores pueden unificarse para utilizar un enfoque común en un entorno abierto que permita a todas las soluciones gestionar las mismas herramientas de comunicación con los dispositivos, intercambiar datos con plataformas externas, proveer datos a sistemas de análisis, proveer de un entorno común para la ejecución de aplicaciones de terceros, etc.: Interoperabilidad entendida como la definición del significado/semántica de los datos a intercambiar y expresada como un modelo de datos u ontología para el intercambio de información.

Plataformas que disponen de interfaces comunes y abiertas deben cumplir los siguientes objetivos

- permitir su reutilización para servicios de valor añadido al minimizar los tiempos de desarrollo e implantación
- crear un entorno de validación común: permiten su utilización para nuevas funcionalidades, objetivos o entornos
- permitir a los fabricantes comercializar tanto los dispositivos como las aplicaciones con los parámetros necesarios para que sus dispositivos provean datos útiles, algo que ya hacen en la actualidad
- asegurar la interoperabilidad de múltiples dispositivos con una plataforma y entre plataformas, por lo que permite gestionar de manera más eficiente los esfuerzos de estandarización en las interfaces abiertas y del entorno de ejecución para aplicaciones externas.

Las plataformas existentes pueden fácilmente adecuarse con los anteriores objetivos. La definición los niveles de sintaxis (asociados a la solución tecnológica), la estructura de datos, los lenguajes de programación, el SO, etc. ya han

sido establecidas en función de las preferencias de los equipos de desarrollo y de los entornos de implantación, y como consecuencia solamente serán comunes y abiertas las aplicaciones para operar con el mundo externo a la plataforma (no las funcionalidades internas), la adecuación de las interfaces será un proceso evolutivo al que contribuirán todos los desarrolladores de soluciones.

Esta propuesta no solo crea nuevas oportunidades de negocio sino también asegura la evolución de las plataformas y su capacidad para gestionar los nuevos retos que ya se vislumbran en un futuro muy cercano como son blockchain para manejar economías compartidas, Big Data, inteligencia artificial, tecnologías emergentes, etc.

## MODELOS DE NEGOCIO

Los usuarios finales (prosumidor o no) dispondrán de mayores incentivos para integrarse en comunidades de gestión compartida de energía eléctrica, incentivos no solamente limitados al retorno de inversión y ahorros en costes de energía sino también en aspectos como el retorno de inversión social.

Liderado por los requerimientos de dispositivos y plataformas para gestionarlos, nuevos modelos de negocio estarán disponibles:

- Las empresas dedicadas a servicios de energía eléctrica (comercializadoras) tendrán un rol cada vez más relevante en la gestión de sobrantes de la energía eléctrica, en consecuencia, y adicionalmente a proveedores de energía, podrán ofrecer servicios de agregación y comercialización de sobrantes, pago de servicios de distribución, etc. Especialmente relevante será la gestión de contratos en un entorno de economía compartida.
- Al disponer de la información provista por las plataformas, las empresas de distribución de energía localmente dispondrán de nuevas fuentes de energía mucho más cercanas (sin casi pérdida técnica), al mismo tiempo que podrán diseñar modelos de balanceo de la red basados en la interacción con los prosumidores.
- La necesidad de servicios de valor añadido abre la puerta de las oportunidades a desarrolladores de aplicaciones con enfoques cada vez más especializados y cercanos al usuario final, lo que llevará a un mercado de aplicaciones/servicios.
- Empresas de Análisis de Datos (Big Data) dispondrán de fuentes de datos reales (y fiables) para sus aplicaciones, incluyendo acuerdos de confidencialidad, pago por derechos, etc.
- Las PYMES dispondrán de nuevos mercados para desarrollar soluciones eficientes que puedan integrarse en un entorno multidisciplinario, y los emprendedores podrán desarrollar servicios de valor agregado.
- Las ciudades inteligentes pueden desarrollar nuevos modelos de convivencia en un entorno de economía compartida, ej. energía para alumbrado público provisto por las instalaciones cercanas.

## EL FUTURO

En una economía de recursos compartidos (P2P), el intercambio de estos recursos (dinero, energía, datos, etc.) estará fundamentado en: contratos digitales entre las partes (incluyendo privacidad y seguridad), validación de existencias (blockchain); distribución de los recursos (ej. DSO local para energía o Correos de España para recursos en general, etc.)

Muchas soluciones se ofrecerán para gestionar todas o parte de las funcionalidades indicadas, haciendo que el valor diferenciador sea la privacidad y seguridad que ofrezcan dichas soluciones. Adicionalmente, los requerimientos de hardware para poder procesar eficientemente los distintos tipos de transacciones (ej. Una cadena tipo blockchain por (tipo de) recurso) con costes mínimos, hace necesario distribuir el procesamiento. Además, la seguridad para los datos provista por proveedores de software impulsará que los usuarios prefieran evitar los servicios “exclusivamente en la nube”.

En consecuencia, estos usuarios, individualmente u organizados en pequeñas comunidades, probablemente preferirán gestionar localmente sus recursos y equipos permitiendo a pequeñas comunidades organizarse e interactuar unas con otras, evolucionar a “Smart Cities”, facilitar la gestión de “Smart Grids”, generar nuevas fuentes de empleo (local y a distancia), proveen entornos para emprendedores y PIMES, etc.

## AGRADECIMIENTOS

A Juan Rico, por su apoyo y soporte en la integración de las ideas y hechos que han hecho posible este documento y a Ugo Stecchi, por sus aportaciones a la integración de la energía en entornos cada vez más complejos.

## REFERENCIAS

- [1] <http://www.energy-home.it/SitePages/Activities/Download.aspx?RootFolder=Documents/Technical%20Specifications>
- [2] [http://www.mckinsey.com/spContent/connected\\_homes/index.html](http://www.mckinsey.com/spContent/connected_homes/index.html)
- [3] [http://www.eetimes.com/document.asp?doc\\_id=1273573](http://www.eetimes.com/document.asp?doc_id=1273573)
- [4] <http://energypost.eu/sharing-solar-next-big-thing-energy/>
- [5] [http://www.eetimes.com/document.asp?doc\\_id=1273573v](http://www.eetimes.com/document.asp?doc_id=1273573v)
- [6] <http://crunchwear.com/making-the-connected-home-more-personal/>
- [7] <https://aws.amazon.com/es/>
- [8] [google-nest.org](http://google-nest.org)
- [9] <http://www.nessi-europe.com/default.aspx?Page=home>
- [10] <https://sites.google.com/site/smartappliancesproject/ontologies/reference-ontology>

# SHAR-Q, INTEROPERABILIDAD Y DESCENTRALIZACIÓN COMO EJES DEL FUTURO ECOSISTEMA ENERGÉTICO

**Juan Rico**, Deputy Head of Energy Sector, Atos

**Martin Wagner**, Investigador Senior, Atos

**Ugo Stecchi**, Investigador Senior, Atos

**Guadalupe Rodríguez**, Investigadora Senior, Atos

**Begoña Molinete**, Responsable de Proyectos, Clúster de Energía del País Vasco

**Uxue Goitia**, Ingeniera de Proyectos, Clúster de Energía del País Vasco

**Resumen:** El actual cambio de paradigma que se está produciendo en el sector de la energía viene marcado por dos aspectos fundamentales, las tecnologías emergentes, tanto en generación como almacenamiento, y la digitalización de todos los elementos. SHAR-Q proporciona una solución que fomenta la interoperabilidad de los dispositivos finales y además habilita la creación de sistemas distribuidos. De esta manera se empodera al usuario final, dando mayor peso en el sistema a aquellas entidades cuyas capacidades compartidas pueden causar grandes beneficios al resto. Además, la gestión de todas estas nuevas capacidades, que rompen la linealidad de la cadena de valor, demanda proveedores de servicios que orquesten el uso de dichas capacidades. Este trabajo describe la plataforma SHAR-Q diseñada, así como los entornos donde será testeada, incluyendo aspectos claves del sistema energético en los próximos años como son la movilidad eléctrica, los prosumidores, las pequeñas plantas de generación y cómo éstas se ven beneficiadas por la inclusión de sistemas de almacenamiento creando nuevos entornos distribuidos.

**Palabras clave:** Plataforma Distribuida, Interoperabilidad, Servicios Energéticos, DER (Distributed Energy Resources), Almacenamiento de Energía, Generación por Renovables, Movilidad Eléctrica

## INTRODUCCIÓN

La velocidad de desarrollo de tecnologías transformadoras de la última milla energética está transformando el tradicional status quo en el sector energético (McCarty et al 2016) y, en consecuencia, motivando cambios en la tradicional cadena de valor de la energía. No obstante, pese a que estas tecnologías están cada vez más presentes y son más asequibles, hay muchas barreras que limitan el impacto que pueden tener. Las oportunidades proporcionadas por la Internet de las Cosas (IoT), el despliegue de medidores inteligentes (EC 2014) y la digitalización de todos los aspectos de la vida, aportando una mayor granularidad en el conocimiento de los patrones de consumo de los usuarios finales, deben ser aprovechadas y trasladadas en forma de servicios a todos los actores. Sin embargo, la falta de estándares dominantes hace que esa disponibilidad de información se vea limitada por el uso de formatos no comunes (Asín 2016).

Por otro lado, el desarrollo de soluciones basadas en la nube (Vrins, J. & Lawrence, M., 2017) mantiene como eje director de los procesos a los actores tradicionales del sector energético, no obstante, como se ha presentado en múltiples foros, el rol que asumirán los prosumidores cambiará radicalmente la relación de los usuarios con las distribuidoras y comercializadoras de energía y podrán establecerse nuevas relaciones comerciales con diferentes actores en varios niveles (Mouat 2016).

Ante este escenario se abren múltiples retos. En algunos de ellos, como en el caso de la evolución de los roles que serán asumidos por los actores, la Comisión Europea ya ha trabajado dentro de su plan estratégico para el futuro de la unión energética. Sin embargo, aún hay muchas necesidades que deben cubrirse para alcanzar los objetivos de sostenibilidad del sistema de energía. Para ello, en este trabajo se presenta una plataforma que promueve maximizar la eficiencia de los sistemas energéticos generando un ecosistema justo en el que los usuarios tienen siempre el control del uso que se va a hacer de la energía generada y almacenada por ellos.

## DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

El objetivo de SHAR-Q es diseñar e implementar un marco de colaboración descentralizado y distribuido que permita a los diferentes actores del ecosistema energético establecer relaciones directas generando una red que maximice las posibilidades del uso compartido de las capacidades de generación de energías renovables y de almacenamiento energético. La propuesta tecnológica se basa en un Gateway interoperable y abierto que proporciona una API abierta que conecta los recursos que pueden participar de un sistema Smart de gestión como EES (Electrical Energy Storage)

y RES (Renewable Energy Sources), operados por diferentes actores dentro del marco de colaboración que establece la plataforma SHAR-Q.

La aproximación técnica de SHAR-Q está diseñada para dar respuesta a varios retos y de esta manera simplificar el proceso de adopción de esta tecnología.

- Uso de tecnologías abiertas → la API del gateway abierto del proyecto facilita el desarrollo de adaptadores para la gestión de recursos energéticos a tres niveles: consumo, almacenamiento y generación.
- Interoperabilidad → el gateway está complementado por la figura de los adaptadores, cuya misión es facilitar la integración de nuevos elementos en el entorno distribuido traduciendo desde formatos privados a estándares comunes y abiertos.
- Seguridad-Privacidad → tanto la seguridad como la privacidad son dos ejes primarios sobre los que gira la solución de SHAR-Q tanto a nivel de protección de datos y acceso a la plataforma, como la sencillez en la gestión de los derechos que otorga cada propietario.
- Colaboración descentralizada en el ecosistema → los algoritmos de gossip permiten distribuir la información por toda la red con un impacto mínimo sobre los recursos disponibles, tanto de disponibilidad de red, como de consumo de energía.
- Valorización de las capacidades de producción y almacenamiento → la generación de un ecosistema en el que los servicios sean la base del valor permite entregar mejor calidad de servicio para los usuarios de SHAR-Q además de permitir el desarrollo de nuevos modelos de negocio más inclusivos.

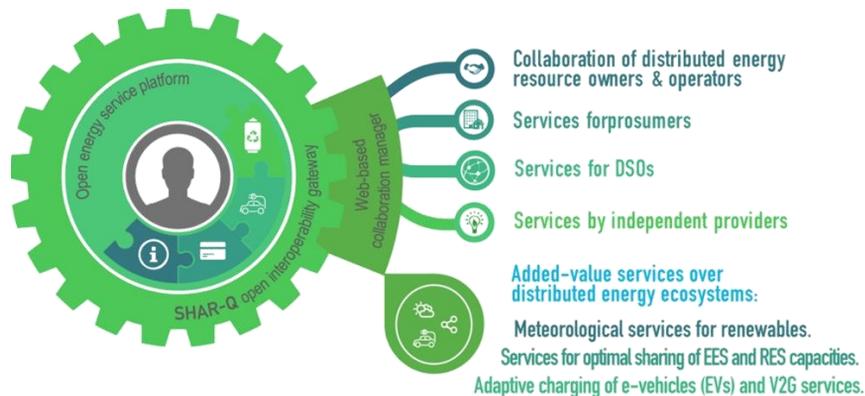


Figura 1. Estructura del Gateway de la plataforma SHAR-Q.

Los actores participantes serán provistos de la capacidad de gestionar su contribución al entorno colaborativo de energía gracias al interfaz web basado en las características de los portales web de redes sociales. El usuario decidirá con quién quiere compartir sus recursos, tanto en generación a través de energías renovables como su capacidad de almacenamiento. Habilitado por el gateway abierto e interoperable de SHAR-Q, cualquier dispositivo con capacidades de comunicación y gestión de comandos “smart” puede conectarse usando los adaptadores disponibles o bien desarrollados usando la API disponible. Los extremos de la red P2P, conocidos como vecindarios virtuales, actúan como entidades lógicas para la compartición de los recursos expuestos. Los actores implicados pueden ser usuarios finales, prosumidores, empresas distribuidoras, gestores de carga, generadores de energía renovable... Además de todas las entidades involucradas directamente en el intercambio de energía, este nuevo enfoque implica la aparición de dos nuevos grupos, los proveedores de plataforma para el acuerdo de intercambios y los proveedores de los servicios que habilitan este nuevo paradigma. La aparición de estos nuevos roles no obliga a la inclusión de nuevas entidades ya que dichos roles pueden ser asumidos por empresas que están actualmente en la cadena de valor.

Uno de los principales retos que afronta SHAR-Q es sobreponerse a la inherente heterogeneidad provocada por la variedad de dispositivos y por la falta de estándares dominantes para estos nuevos elementos. La solución adoptada por el proyecto se basa en la utilización de ontologías comunes sobre las cuales se aplicarán adaptadores cuya misión es la adaptación de modelos de información particulares hacia otros comunes de manera que la información de los atributos de cada dispositivo pueda fluir entre ambos extremos sin requerir nuevos esfuerzos ya que son los

adaptadores quiénes se encargan de facilitar la información en formatos comunes y conocidos por los participantes en una transacción.

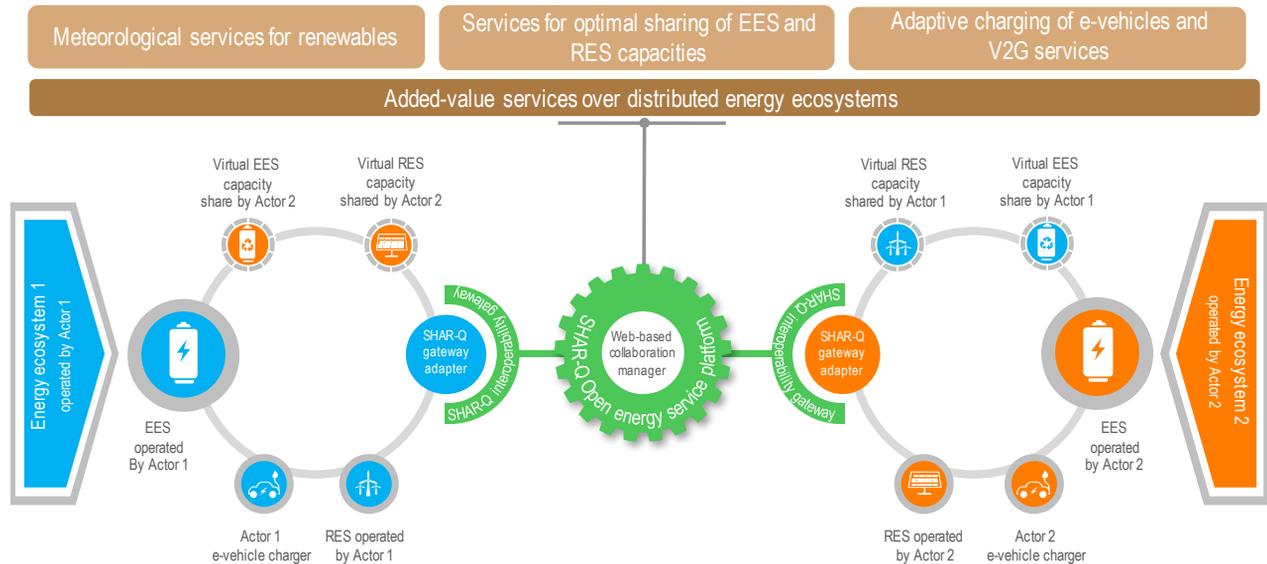


Figura 2. Ejemplo de conexión entre dos entidades a través de la plataforma SHAR-Q con los servicios de valor añadido.

## METODOLOGÍA

La metodología de trabajo definida para el proyecto se basa en cuatro fases:

- Diseño de las características de la plataforma SHAR-Q: en esta fase ya concluida, se han definido los elementos funcionales, el rol de cada uno de los actores afectados por la misma y los modelos de negocio previos que facilitarán la sostenibilidad de este componente.
- Implementación de la plataforma y servicios de valor añadido: consiste en el despliegue de las funcionalidades definidas en la fase anterior en un elemento funcional que permita la gestión distribuida de los recursos energéticos.
- Test de la solución en el laboratorio: en esta fase se llevarán los desarrollos realizados hacia entornos de laboratorio que permitan la validación de las características, así como la evaluación del rendimiento e interoperabilidad de la solución.
- Despliegue de SHAR-Q en entornos reales: esta última fase se basa en el despliegue de los componentes desarrollados en entornos reales, en los que se pondrá en valor tanto la plataforma como los servicios.

Las tres primeras fases comprenden las actividades de diseño, implementación y validación típicas de los proyectos ICT, por eso en esta comunicación desarrollaremos con más detalle los pilotos por el valor que aportan no sólo a nivel técnico, sino que también desde el punto de vista de desarrollo de nuevos esquemas de negocio.

Las localizaciones de demostración elegidas son:

- Alcoutim (Portugal): el foco de este piloto se centra en el testeo de las sinergias derivadas de la compartición de la capacidad de almacenamiento de energía distribuida con la capacidad de producción de una planta fotovoltaica. Como eje primario, el piloto enfatizará el uso de la plataforma para mejorar el conocimiento sobre las posibilidades que la gestión distribuida de recursos energéticos tiene para el autoconsumo.
- Meltemi (Grecia): en este caso se testeará el impacto de la colaboración entre el vehículo eléctrico como fuente de almacenamiento móvil y la red de distribución. Para ello se integrará tecnología V2G para explotar las baterías de estos vehículos como elemento bidireccional, que aporta tanto movilidad para los vehículos como estabilidad para la red.

- ecoEnergyLand (Austria): en esta localización se busca empoderar a los usuarios con capacidades de producción y facilitar su contribución a la red de distribución, además de la explotación de las sinergias derivadas de la coexistencia de múltiples redes de energía. Además, el avanzado despliegue de energías renovables en la región y su concepción como isla energética, permitirán el desarrollo de modelos de negocio innovadores no restringidos al uso de energía eléctrica.

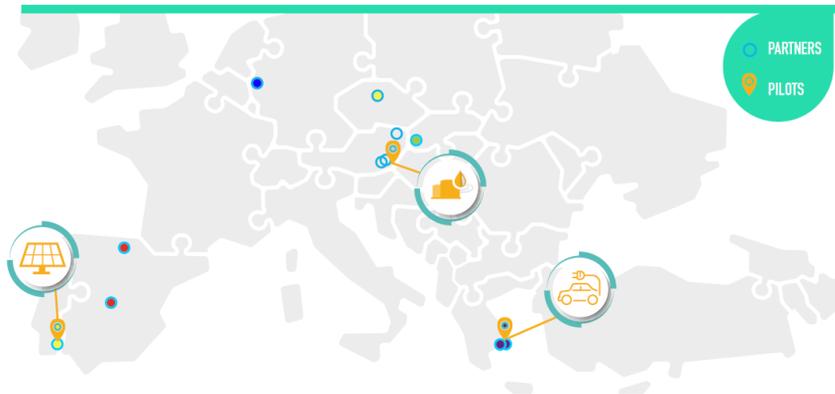


Figura 3. Ubicación de los pilotos donde se validará la plataforma y sus servicios.

La variedad geográfica de los pilotos seleccionados obedece a criterios que maximicen la validación de la plataforma. Esta validación no se circunscribe únicamente a los aspectos técnicos y funcionales de la misma, su foco es mucho mayor cubriendo elementos clave como el marco regulatorio presente en cada uno de los países involucrados, las diferentes condiciones meteorológicas y los patrones de consumo variables a aplicar en cada uno de ellos.

La integración de smart-meters y almacenamiento energético con la gestión de recursos distribuidos permitirá incrementar la eficiencia energética en las zonas de los pilotos a través de los servicios y herramientas que provee la plataforma SHAR-Q. El alcance de los test llegará hasta el punto de la validación del concepto, sin embargo, sí que se trabajará en la adaptación del sistema hacia conceptos alineados con la economía colaborativa.

## RETOS DE LOS NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

El desarrollo de nuevos modelos de negocio es necesario para evolucionar el mercado energético en paralelo con la aparición de nuevas tecnologías transformadoras tales como el almacenamiento de energía o la proliferación de generación derivada de renovables. Además, desde SHAR-Q se busca explotar el concepto de redes entre extremos sin dependencia de entidades centralizadoras. Es por ello que en la definición de estos nuevos modelos de negocio debemos incluir todas las entidades involucradas; desde el consumidor hasta las empresas energéticas, incluyendo también aquellas empresas encargadas de la gestión de la plataforma SHAR-Q y la provisión de servicios a través de ella. Adicionalmente, el reto para una plataforma como SHAR-Q reside en valorizar la provisión de interoperabilidad, elemento fundamental en el desarrollo de la colaboración entre entidades, pero cuyo valor normalmente queda oculto detrás del servicio que lo explota.

## Gestión de recursos energéticos distribuidos

Uno de los mayores retos existentes en la actualidad es realizar un correcto dimensionamiento de la red de provisión de energía, así como disponer de la capacidad suficiente para satisfacer la demanda de los usuarios. En este escenario, y asumiendo las bondades de los sistemas de generación basados en renovables, los proveedores de almacenamiento tienen la capacidad de ayudar a las empresas distribuidoras mediante el almacenamiento de energía que es puesta posteriormente a su disposición. Además, la capacidad de generación mediante energías renovables, que puede verse incluida dentro de los diferentes puntos de la red, permite una mayor flexibilidad, pero a su vez, exige una mayor capacidad de control y gestión en tiempo real.

## PEER TO PEER CONCEPT

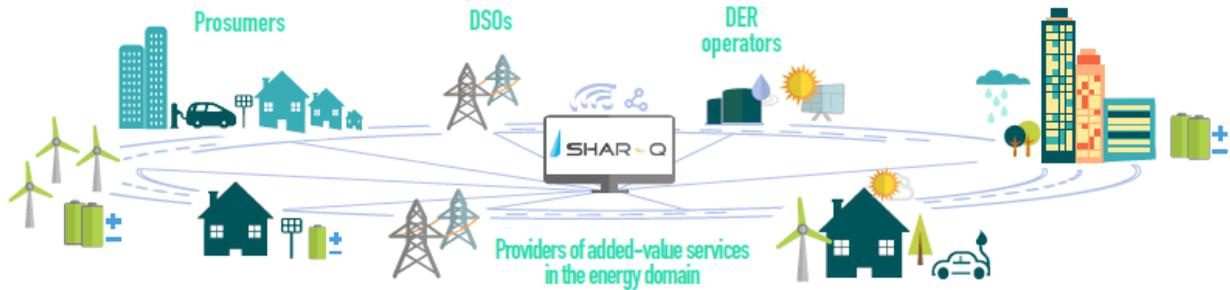


Figura 4. Aproximación conceptual de los actores y su relación con la plataforma SHAR-Q.

Este escenario de colaboración lógica ofrece grandes beneficios tanto al proveedor de almacenamiento, que puede hacer un uso óptimo de sus baterías, al usuario con capacidad de generación, y a las distribuidoras, que de esta manera reducen su dependencia de las plantas de generación tradicionales. Sin embargo, los requerimientos que se imponen son varios:

- Identificación de los diferentes elementos con capacidad de almacenamiento, y capacidades expuestas por cada elemento.
- Precio de la energía consumida por los distribuidores para alimentar a otros usuarios.
- Fijar las prioridades de los usuarios en cuanto al consumo y exposición de energía; esta colaboración no puede resultar en perjuicio para el proveedor de la infraestructura de almacenamiento.

El uso de una plataforma como SHAR-Q cuyo foco es la provisión de interoperabilidad entre componentes de diferentes fabricantes permite crear valor para múltiples actores. Por una parte, los fabricantes de dispositivos de generación o almacenamiento ofrecerán a sus clientes la posibilidad de colaborar en un entorno mayor y de esta manera, permitirles reducir los tiempos de amortización de las inversiones, pudiendo llegar a generar beneficios. Como hemos comentado anteriormente, permitirá a las distribuidoras, actores técnicos de la red, dimensionar de forma apropiada explotando las capacidades individuales y reduciendo los costes de despliegue y mantenimiento notablemente. Además, el desarrollo de servicios de valor añadido puede ser asumido por muchos actores, unos focalizados en campos de su conocimiento específico (predicción meteorológica) o bien basados en la gestión de los recursos distribuidos (generación de micro-comunidades), y a un mayor nivel, servicios operados por las utilities beneficiando a usuarios y a ellos mismos mediante micro-trading de energía.

## Servicios de valor añadido a través de la plataforma

La provisión de servicios a través de la plataforma permite alcanzar un mayor número de usuarios gracias al concepto de interoperabilidad, que elimina las barreras que puedan imponer los fabricantes de dispositivos. SHAR-Q genera con ellos grandes oportunidades que permiten desde la gestión de pequeñas infraestructuras de usuarios finales, hasta redes de distribución mucho más complejas. Adicionalmente, se puede conseguir aportar servicios de muy diversa naturaleza, desde casos sencillos como la optimización del consumo energético local de un usuario hasta el desarrollo de comunidades que colaboran siguiendo un modelo distribuido y en las que la contribución de cada elemento dentro de la red queda claramente registrada para realizar una justa y correcta facturación para cada participante. Como se ha comentado anteriormente, los servicios no están restringidos únicamente al sector energético, existen otros mercados laterales que pueden verse favorecidos por este enfoque, tales como servicios meteorológicos que permiten identificar las mejores horas de producción por renovables o servicios de mantenimiento predictivo por el uso que se les dé a los equipos desplegados.

## CONCLUSIONES

La transformación del mercado de la energía es imparable en todas sus facetas: transformación tecnológica, evolución del ecosistema, cambio en los patrones de consumo e incluso variación de la propia topología unidireccional de la red. Esto, sin embargo, no debe suponer un riesgo para todos los actores involucrados en la cadena de valor tradicional. La

digitalización, asimismo, trae consigo nuevas oportunidades que deben ser explotadas, tanto en uso y consumo de los datos generados a través de plataformas, centralizadas o distribuidas, como en la provisión de servicios que no comprometan la seguridad de soluciones conectadas.

Este trabajo presenta cómo a través de un enfoque de provisión de un servicio horizontal, como es la interoperabilidad, es posible habilitar y generar beneficios para los actores del mercado de la energía y crear nuevos roles que deben ser asumidos por las entidades con las competencias necesarias. Esto no excluye a las empresas de energía tradicionales, si bien es obligatoria su evolución en paralelo con la disponibilidad de la energía y las prioridades regulatorias fijadas en el marco de la Unión Europea. Finalmente, dado que el núcleo de esta solución es la plataforma habilitadora de este nuevo escenario, es necesario que tenga un modelo de negocio que permita la sostenibilidad de la solución, dado que los beneficios que reporta la misma afectan a todos los actores de la red. Por ello, SHAR-Q busca su sostenibilidad basándose en un reparto proporcionado a los beneficios obtenidos por su uso, cargando en menor medida a los usuarios finales y con un mayor peso a los que demandan mayores recursos de la propia plataforma.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo forma parte del proyecto SHAR-Q que ha recibido financiación del programa Marco de la Comisión Europea Horizonte 2020 para Investigación e Innovación bajo el Grant Agreement 731285.

## REFERENCIAS

- Asín, A. 2016, Smart Cities 2.0: El Reto de la Interoperabilidad para la democratización, Congreso Smart Cities.
- McCarty B et. al, 2016, Energy a sector in transformation, Ernst & Young.
- Woos, L. & Marritz, R., 2015, Key Trends Driving Change in the Electric Power Industry, The Edison Foundation.
- European Commission, 2014, Report From The Commission Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity.
- Asmus, P., 2017, Virtual Power Plants and DER Management Systems, Navigant Research.
- Vrins, J. & Lawrence, M., 2017, Unleashing Utility Innovation in an Energy Cloud Future, Navigant Research.
- Mouat, S., 2016, A new paradigm for energy utilities: the rise of the prosumer, Schneider-Electric blog.
- <https://ec.europa.eu/digital-single-market/en/news/high-level-meeting-interoperability-create-internet-energy> (18 septiembre de 2017).
- [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-16-4009\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-4009_en.htm) (18 septiembre 2017).

# INTEGRACIÓN DE DISPOSITIVOS IOT EN REDES BLOCKCHAIN

Fernando Monzón, CTO, everis\_IoT

**Resumen:** Desde everis hemos realizado la integración de dispositivos IoT en soluciones gestionadas por redes Blockchain. Desde el punto de vista funcional, esta integración permite a los dispositivos, y por tanto a los activos asociados a ellos, participar como un nodo validador dentro de la red Blockchain, y a su vez, incorporar inteligencia (en forma de Smart Contracts) que permita gestionar sus acciones en la red. Desde el punto de vista técnico, la solución se basa en la conceptualización, y posterior diseño y construcción, de la electrónica y FW asociado que permiten almacenar tanto las claves criptográficas, como las funcionalidades básicas de encriptación y validación blockchain, así como el código (Smart Contracts) que gestione las normas de comportamiento del dispositivo y su comunicación con el mundo exterior.

**Palabras clave:** Blockchain, IoT, Dispositivo, Criptochip, Criptografía, Seguridad, Comunicación, Smart Contract, Validación

## INTRODUCCIÓN / ANTECEDENTES

En un contexto de proyecto en el que un cliente del sector eléctrico quiere evaluar el valor aportado por el desarrollo de un blockchain que permita gestionar una serie de procesos transaccionales, encontramos la problemática de cómo incorporar e integrar en la solución, a los dispositivos (sensores y actuadores), de manera que estos pudieran validar y generar mensajes encriptados (hashes) del aplicativo Blockchain, y de automatizar su comportamiento en base al resultado de estas validaciones.

Realizando una prospección de mercado para encontrar dispositivos con esta característica, observamos que no existe oferta comercial, y que la única posibilidad para cumplir el requisito es acometer el diseño y construcción de la electrónica necesaria, proporcionando así el dispositivo que permita 1) cumplir con los requisitos operacionales de medición y/o actuación, 2) proporcionar capacidades mínimas de proceso y almacenamiento, y 3) permitir la comunicación del dispositivo con el mundo exterior (en este caso con una aplicación móvil de usuario, que a su vez estará integrada en una red blockchain).

## DESCRIPCIÓN SOLUCIÓN

La solución comprende tres partes principales:

1. La implementación de la red Blockchain que permite el aseguramiento de que las transacciones de negocio se realizan con la fiabilidad y consenso necesarios, y que además proporciona el registro inalterable de transacciones, así como la inteligencia de validación de transacciones y de generación de tokens.
2. El desarrollo de la aplicación móvil, tanto en sistema operativo Android como en IOS, que permite a los usuarios finales de la solución interactuar con los dispositivos dentro de la red Blockchain.
3. La conceptualización, diseño y construcción del dispositivo que permite tanto el acceso a los requerimientos operativos, como el funcionamiento dentro de la red Blockchain y finalmente con la capacidad de comunicación con los dispositivos móviles IOS y Android.

Para conseguir este objetivo, diseñamos una electrónica basada en la arquitectura ARM, incluyendo una CPU Cortex-M4, diseñada expresamente para el desarrollo de dispositivos IoT, ofreciendo máxima velocidad de proceso y manteniendo unas capacidades de proceso y almacenamiento suficientes.

Utilizando esta CPU, garantizamos la capacidad de proceso necesaria para que los dispositivos puedan actuar en base a los requerimientos de negocio, así como la capacidad de almacenamiento necesaria.

La arquitectura seleccionada permite además la conexión en el dispositivo de un número más que suficiente de entradas y salidas, tanto digitales como analógicas, proporcionando la flexibilidad necesaria en cuanto al uso de sensores/actuadores que se pueden instalar gobernados por la CPU.

Dentro de las implementaciones que ofrece el mercado de productos electrónicos, seleccionamos un chipset con módulo de radio NFC y BLE (Bluetooth Low Energy), con esta selección garantizamos las capacidades de comunicación con aplicaciones móviles en estas dos tecnologías. Otras tecnologías de comunicación, como Wi-Fi, no fueron consideradas en este proyecto por razones de negocio, si bien son opción en modificaciones o evoluciones futuras.

Finalmente, la operación de los dispositivos dentro de una red blockchain necesita cumplir dos objetivos principales: ser capaz de almacenar, en un espacio físicamente protegido, y no accesible desde el exterior, la clave privada que identifica al dispositivo junto con las claves públicas de los agentes con los que interactúa, e incluir el SW necesario para realizar operaciones básicas de validación y actuación dentro de la red blockchain (creación de clave pública, firmado y creación de hashes, interpretación de hashes recibidos). Para conseguir cumplir este requisito, se incorpora en el diseño electrónico un cripto-chip que ofrece la protección física necesaria junto con el espacio necesario para albergar el SW de Blockchain.

Finalmente, se incluyen los scripts de SW (Smart Contracts) necesarios en la CPU para que los resultados de las operaciones de validación puedan ejecutar las acciones pertinentes en base a las normas de negocio establecidas.

En la figura 1 se resumen los componentes HW y SW de la solución propuesta.

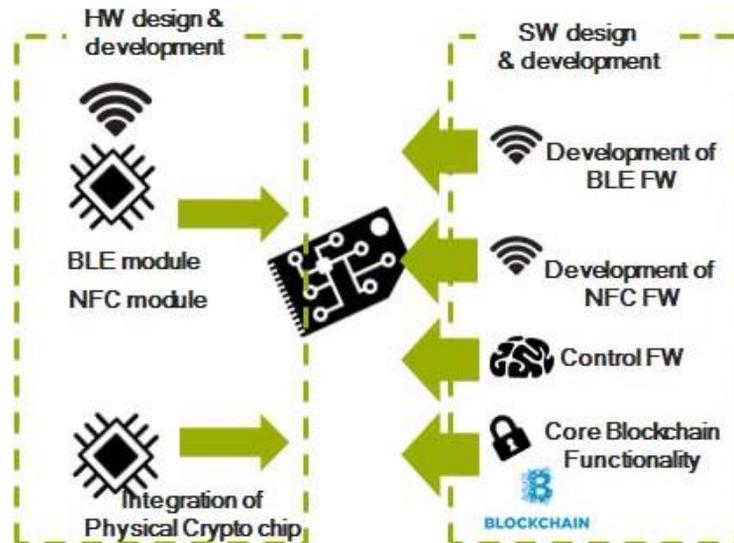


Figura 1. Componentes HW y SW de la solución en dispositivos IoT.

## METODOLOGÍA

Tras una fase inicial de análisis en la que se definieron todos los requisitos de detalle para cada uno de los tres principales componentes (Backend Blockchain, app móvil, y dispositivo), el proyecto de desarrollo y construcción se dividió en tres sub-proyectos acometidos por equipos independientes, con una última fase de integración al final.

La metodología utilizada para los componentes Backend y app móvil fue Agile, organizando las tareas de desarrollo en sprints para su validación por el cliente antes de su cierre.

El diseño y construcción del dispositivo se acometió de la siguiente manera:

- Fase 1: diseño conceptual
- Fase 2: diseño técnico y funcional
- Fase 3: adquisición de componentes y montaje de placas prototipo
- Fase 4: desarrollo, pruebas y validación del SW y FW
- Fase 5: pre-industrialización PCBs
- Fase 6: montaje final incluyendo carcasas (fabricadas con impresión 3D en PLA) y elementos sensores/actuadores

## RESULTADOS OBTENIDOS

El resultado de la prueba de concepto realizada ha demostrado la viabilidad de los objetivos propuestos inicialmente para gobernar una serie de procesos de negocio (sector eléctrico) bajo una red Blockchain Ethereum instalada en una

instancia independiente del ledger principal, y con la participación en la red de los dispositivos, junto con los usuarios finales.

Como resultado secundario, y gracias a la conceptualización del proyecto como una solución modular, la placa base de prototipo incluyendo CPU, módulo de radio, cripto chip, y puertos de conexión para sensores/actuadores tanto analógicos como digitales, nos permite la generación de un nuevo producto base para ofrecer a nuestros clientes soluciones IoT integradas en blockchain, pudiendo adaptar el dispositivo a diferentes requisitos simplemente mediante la selección de sensores/actuadores y añadiendo los Smart Contracts que se necesiten en cada caso de negocio.

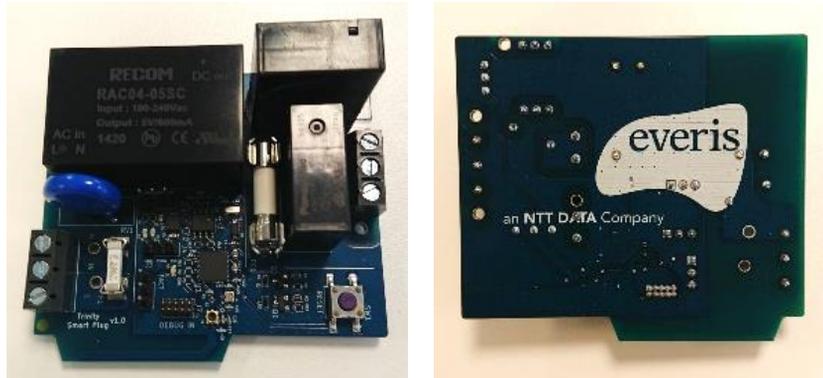


Figura 2. placa con sensórica incluida.

## CONCLUSIONES

Más allá del cierre de un proyecto piloto para cliente, en el que se han cumplido con éxito las expectativas de gestión del servicio bajo una red blockchain, este proyecto permite establecer la base para ofrecer la integración de dispositivos IoT de cualquier naturaleza, con redes Blockchain.

De esta manera, los mundos IoT y Blockchain pueden integrarse, permitiendo dotar a los activos asociados al dispositivo de la participación en la red, bien en su calidad de nodos validadores u observadores.

### Valor añadido en IoT

Como consecuencia, las capacidades de medición / actuación que actualmente tienen los dispositivos IoT pueden enriquecerse al añadir estas capacidades de decisión sobre diversas transacciones, así como de la lógica de actuación en base al resultado de las transacciones.

Las capacidades criptográficas de Blockchain, añaden además un componente de seguridad muy necesario en las redes de dispositivos conectados.

### Valor añadido en Blockchain

La solución permite enriquecer las capacidades de blockchain, al otorgar a los dispositivos (y por tanto a los activos asociados a ellos) la identidad y atributos necesarios para completar las funcionalidades de consenso y / o validación en las redes Blockchain. Como se expresa en la figura 3.

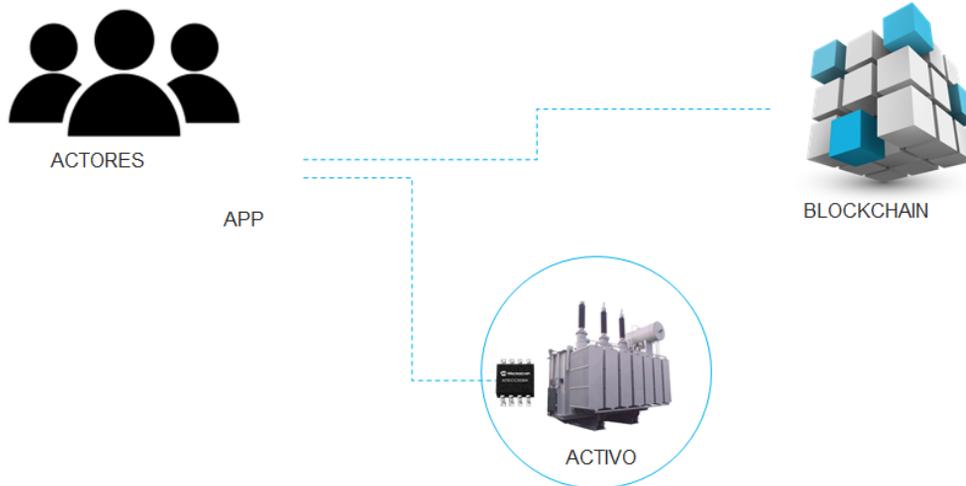


Figura 3. Los activos como participantes de la red Blockchain.

## Aplicación en el negocio

La aplicación del dispositivo IoT con capacidad de validación Blockchain presenta importantes casos de uso en el campo de la gestión de la energía.

Actualmente se ha realizado un primer piloto en el sector mediante el diseño y desarrollo de una solución End-to-End orientada a la integración de los prosumers en la red de distribución, proporcionando un dispositivo Smart Plug integrado con una aplicación móvil de control, que a su vez es gobernada por un blockchain. El Smart plug desarrollado implementa las funcionalidades de control del suministro sujeto a las instrucciones recibidas desde la app móvil de gestión, y ambos elementos se gobiernan conforme a las directrices de consenso y validación establecidas en el servidor Blockchain, así como en las funcionalidades blockchain (validación y generación de hashes) y Smart Contracts almacenados en el criptochip y en el coprocesador del enchufe respectivamente.

Actualmente se está trabajando en un segundo piloto, en el ámbito de la distribución eléctrica, en el que el dispositivo IoT se utilizará, sin más funcionalidad física añadida, como portador de la identidad blockchain de activos de alto valor económico, permitiendo a estos la participación como nodos validadores, en un blockchain que almacenará y gobernará todas las transacciones involucradas en las cadenas de suministro y mantenimiento de estos activos.

# SECUREGRID: NUEVAS TECNOLOGÍAS DE CIBERSEGURIDAD Y ANALÍTICA DE DATOS PARA SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Iñaki Angulo Redondo, Gestor de Proyectos, TECNALIA  
 Javier López Sarraide, Ingeniero de Aplicación, ZIV

**Resumen:** El proyecto SecureGrid se centra en la securización de las subestaciones eléctricas y sus equipos electrónicos (Intelligent Electronic Devices – IEDs), con el propósito de mejorar la seguridad de los IEDs y las subestaciones (elementos esenciales de las Smart Grids), sin que se vea afectada su disponibilidad y tiempo de respuesta. El proyecto tiene una duración de 29 meses y presenta los siguientes objetivos: modelizar los niveles de seguridad de un IED, diseñar una arquitectura de referencia que permita considerar la seguridad en una subestación de una manera global, desarrollar un sistema centralizado de gestión de la seguridad que integre las capacidades de los IEDs de la subestación y desplegar un laboratorio de pruebas en el que validar las capacidades de seguridad y someter a los IEDs a pruebas de hacking ético.

**Palabras clave:** Smart Grids, Ciberseguridad, IED, Resiliencia, Modelo de Ciberseguridad, Arquitectura, Centralizado

## INTRODUCCIÓN

El despliegue de las Smart Grids está suponiendo la mejora del control sobre el sistema eléctrico, mejorando la fiabilidad, seguridad y eficiencia de la red. Sin embargo, las vulnerabilidades propias de las redes de comunicaciones y de los sistemas de información pueden ser utilizadas, con motivos económicos o políticos, para realizar ciberataques sobre las plantas de generación, áreas de distribución o sobre los propios consumidores.

Las soluciones que se están adoptando en el mundo IT, e incluso en el sector industrial, no son del todo transferibles al sector de la generación y distribución eléctrica. A diferencia de estos entornos, en donde se prima la confidencialidad y la integridad de la información, en el sector eléctrico el mantenimiento del servicio debe prevalecer, aunque ello conlleve la pérdida de información o incluso anular ciertas medidas de seguridad. Además, los tiempos de respuesta que se imponen a los dispositivos de campo hace que ciertas medidas desplegadas en esos sectores no sirvan, ya que conllevan un gran coste computacional como es el caso de ciertos algoritmos de criptografía.

Ante este escenario, un grupo de fabricantes de IEDs (Electrotécnica Artech Smart Grid, General Electric Power Management, Ingeteam Power Technology, Ormazabal Protection & Automation, ZIV Grid Automation), junto con empresas de seguridad informática (Integrated Tecnology Systems) y centros tecnológicos (Artech Centro de Tecnología, Egile Innovative Solutions, Fundación Tecnalia Research & Innovation, Ikerkune, Ormazabal Corporate Technology, ZIV I+D Smart Energy Networks) y bajo el soporte del Clúster de Energía del País Vasco (Asociación de Promoción e Investigación Cluster de Energía), se han unido para desarrollar nuevo conocimiento en el campo de la ciberseguridad en IEDs y subestaciones eléctricas.

Fruto de ello nace el proyecto SecureGrid.

## EL PROYECTO

El proyecto SecureGrid se centra en la securización de las subestaciones eléctricas de la red de alta y media tensión y principalmente en su equipamiento electrónico, los IEDs. El término IED hace referencia a equipos electrónicos instalados en las instalaciones eléctricas para monitorizar, controlar y/o proteger los equipamientos del sistema de potencia, como interruptores, transformadores o bancos de condensadores, dotados de capacidad de comunicaciones. Algunos ejemplos son los relés de protección, control y medida o las remotas (RTUs, gateways). Las características electrónicas de estos IEDs y sus capacidades de comunicación remota a través de las redes de comunicaciones los convierten en uno de los puntos críticos de las Smart Grids.

Bajo esta perspectiva, el proyecto pretende desarrollar la tecnología necesaria para garantizar su seguridad y resiliencia (robustez en cuanto a la disponibilidad). Este es un punto importante del proyecto, ya que las redes eléctricas son consideradas infraestructuras críticas y los tiempos de respuesta pueden complicar la utilización de ciertas medidas de seguridad. El objetivo es, por tanto, desarrollar una nueva generación de IEDs con mayores medidas de seguridad que permitan reducir el riesgo de sufrir un ataque a través de las redes de comunicaciones (ciberataque). Como se aprecia en la figura la selección de las contramedidas se ha basado en la normativa existente, principalmente IEEE 1686 e IEC 62351.

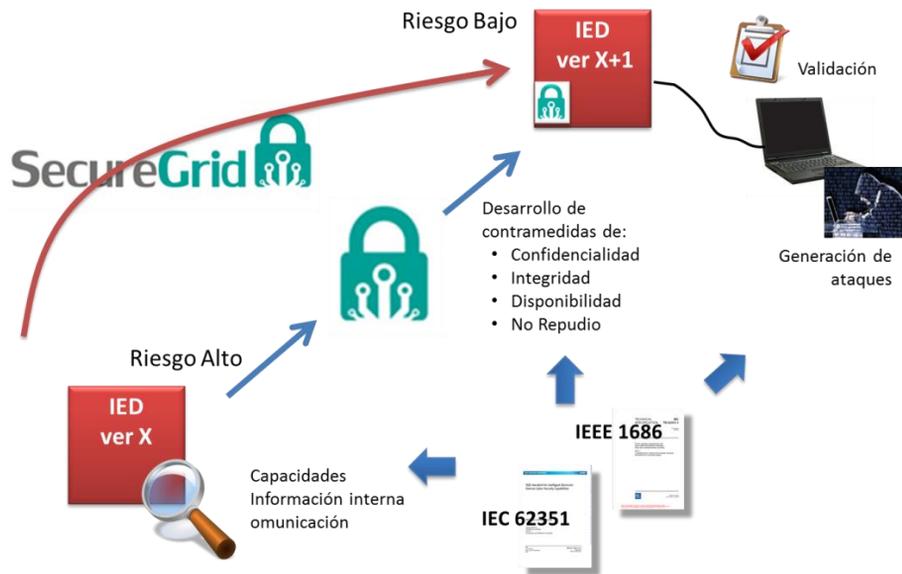


Figura 1. Visión general del proyecto SecureGrid.

Por otra parte, SecureGrid también ofrecerá una solución interoperable e integral a nivel de subestación y centro de transformación, especificando los requisitos mínimos que debería tener la arquitectura o posibles arquitecturas de referencia, los equipos por tipología y nivel de securización necesaria y la solución necesaria para que el sistema sea resiliente. En otros entornos la resiliencia se consigue con la replicación de sistemas y su desubicación para evitar colapsos, sin embargo, esta alternativa no es planteable a nivel de subestación.

Para alcanzar ambos objetivos será necesario:

1. Desarrollar un modelo de seguridad que nos permita establecer el nivel de seguridad que presentan los IEDs y por extensión las instalaciones eléctricas para cada uno de los requisitos de seguridad: confidencialidad, integridad, disponibilidad y no repudio. Este modelo de seguridad estará basado en la normativa existente, principalmente en los estándares IEEE 1686 e IEC 62351.
2. Definir una arquitectura de referencia que considere la seguridad en una subestación de una manera global identificando las necesidades funcionales de una instalación eléctrica en la que convivan tanto IEDs como gateways, sensores, módulos de vigilancia, etc. así como su integración con el Centro de Control de la compañía eléctrica.
3. Securizar las subestaciones eléctricas y centros de transformación implantando un sistema capaz de monitorizar la seguridad de una subestación para prevenir ataques que hagan interrumpir el servicio. Todo proceso de vigilancia y supervisión lleva consigo una serie de procedimientos y actuaciones en función de los indicadores de protección establecidos. Entre las tareas se encuentran: - Análisis de la arquitectura de red de las subestaciones. - Recogida de datos de los diferentes IEDs y sensores (integración). - Desarrollo de algoritmos de detección y análisis para diferentes ataques. - Integración con el Centro de Control y desarrollo de indicadores.
4. Desarrollar nuevas capacidades de seguridad de los IEDs. Para estas capacidades será necesario adaptar y construir herramientas de "hacking ético" que permitirá verificar la respuesta del equipo ante posibles ataques.
5. Construir un entorno de laboratorio en el que, de una manera segura y controlable, se puedan realizar pruebas de conformidad de un equipo con respecto a la normativa existente, y en el que se puedan reproducir ciberataques.

SecureGrid se ha planificado con una duración de 29 meses, comenzando en Junio de 2016 y extendiéndose hasta Octubre de 2018 y se ha estructurado en tres fases. Durante la primera fase se ha definido el modelo de seguridad SecureGrid y una arquitectura de referencia para la securización de subestaciones. En la segunda fase se desplegarán en los IEDs las contramedidas básicas y se desarrollará una versión inicial del sistema de detección de ataques y de las

herramientas de hacking ético. Por último, en la tercera fase se completarán las prestaciones de los IEDs con contramedidas más avanzadas y se mejorará la detección de ataques.

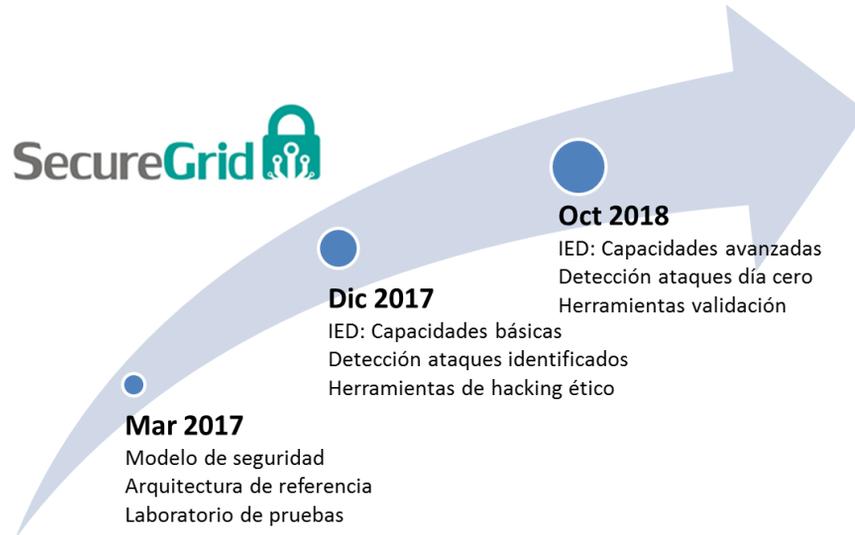


Figura 2. Fases del proyecto.

## RESULTADOS

### Modelo de seguridad SecureGrid

El modelo de seguridad SecureGrid establece el grado de seguridad que puede alcanzar un IED, para cada uno de los requisitos de seguridad (Confidencialidad, Integración, Disponibilidad y No repudio). El modelo establece tres niveles de seguridad (Básico, Medio y Alto) y el conjunto de contramedidas que, incorporadas en el IED, le permiten alcanzar dicho nivel de seguridad. La selección de las contramedidas se ha realizado basándonos en los estándares IEEE 1686 (Standard for Intelligent Electronic Devices Cyber Security Capabilities), y en la serie de especificaciones IEC 62351 (Power systems management and associated information exchange - Data and communications security).

### Arquitectura de referencia

En base a las recomendaciones del estándar IEC 62351, el conocimiento experto de los socios del proyecto y el análisis de riesgos se ha definido una arquitectura de referencia para las subestaciones de forma que, utilizando una estrategia de defensa en profundidad, pueda ofrecer unos niveles de seguridad mucho más elevados que las arquitecturas que se están construyendo en la actualidad.

El diseño contempla así una segmentación lógica y física de la red que además, en el caso de que se comprometiera cualquier dispositivo o segmento, el impacto y potencial daño económico se vería acotado a una parte específica de la subestación, pudiendo en algunos casos mantener un cierto nivel de servicio mínimo, y evitando la propagación no sólo a otros segmentos de la misma subestación, sino también a otras subestaciones y centros de transformación, como sucede en algunos diseños actuales que se han analizado en el proyecto.

Además, se ha diseñado el sistema de reporte de ataques por parte del IED al sistema centralizado de gestión de seguridad. Se ha modelizado tanto la información de intercambio de los eventos de ciberseguridad, como la manera en que esta información debe ser comunicada al sistema centralizado. El sistema escogido es Syslog. Se han identificado los diferentes eventos de ciberseguridad que pueden generarse en los IEDs, asignándoles a cada uno de ellos un identificador único a utilizar en el proyecto.

## Detección de ataques

Se han identificado todos los protocolos de comunicaciones y red que interaccionan en la subestación, así como sus ciclos y modos de funcionamiento y sus posibles vulnerabilidades. Este conocimiento base será utilizado en la segunda fase del proyecto en la que principalmente se trabajará en la recogida y análisis de dicho tráfico para la detección temprana de posibles ataques a la subestación. Se han realizado los primeros análisis de datos para el protocolo IEC 60870-5-104, dejando para las siguientes fases el estándar IEC 61850.

Modelo SecureGrid				
Alto (A)	Certificados PKI IEC 62351 Security for DNP, 618650 TLS Encriptación	Certificados PKI IEC 62351 Security for DNP, 618650 TLS Firmas Digitales Encriptación	Prevención DoS	Certificados PKI IEC 62351 Security for DNP, 618650 Firmas Digitales Encriptación
Medio (B)	RBAC Gestión de Credenciales HIDS VPN (Substation) Bump in-the-wire	RBAC Gestión de Credenciales HIDS VPN (Substation) Bump in-the-wire	Prevención DoS HIDS	RBAC Gestión de Credenciales
Básico (C)	Claves de Acceso Registro de auditoría Firewalls con ACL Anti-Virus	Claves de Acceso Registro de auditoría Firewalls con ACL CRC	Prevención DoS Registro de auditoría Firewalls con ACL Anti-Virus Backup & Recovery	Claves de Acceso Registro de auditoría
Nivel de Seguridad	Evitar que ninguna persona o equipo no autorizado pueda acceder a la información que es gestionada o transmitida por el IED	Evitar que se pueda robar o modificar la información que guarda un IED o que transmite a otro equipo	Evitar la denegación de servicio de un IED	Evitar que un IED pueda negar que realizó una acción o decir que la realizó cuando no lo hizo
	Confidencialidad	Integridad	Disponibilidad	No Repudio

Figura 3. Modelo SecureGrid para IEDs.

## Laboratorio de pruebas

Una de las mayores preocupaciones de los socios del proyecto es comprobar en qué medida sus equipos son capaces de incorporar medidas de seguridad sin afectar a la funcionalidad que despliegan, y a los tiempos de respuesta requeridos por el cliente. Para ello, se ha desplegado un entorno de validación y pruebas en el que tanto los IEDs como los sistemas a emplear en una subestación pudieran ser sometidos a un conjunto de pruebas y ataques controlados (hacking ético) que permitan comprobar que cumplen con la funcionalidad requerida, que sus tiempos de respuesta son aceptables, y cómo responden ante ataques predefinidos.

El laboratorio, cuya arquitectura puede observarse en la siguiente figura, emula un entorno real compuesto por una subestación eléctrica y el Centro de Control del distribuidor eléctrico.

Los tipos de ataques que se podrán reproducir son los siguientes:

- PAK1. Ataques desde el exterior que pueden ir dirigidos a la subestación o a uno de sus IEDs.
- PAK2. Ataques desde dentro de la subestación ya sea hacia un IED o hacia el Centro de Control.
- PAK3. Ataques desde el exterior hacia el Centro de Control.
- PAK4. Ataques desde un PC infectado dentro del Centro de Control del distribuidor eléctrico hacia las subestaciones y/o IEDs.

Este laboratorio se ha desplegado en las instalaciones de Tecnalia en el parque Tecnológico y Científico de Bizkaia.

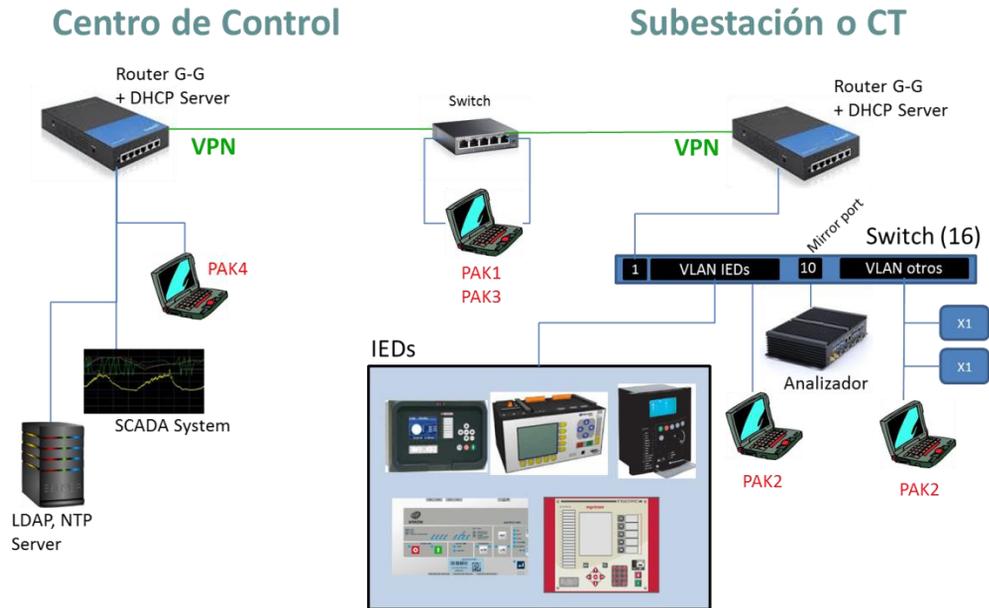


Figura 4. Arquitectura del laboratorio SecureGrid.

## CONCLUSIONES

Obviamente y tratándose de un proyecto en el que hay varios fabricantes de IEDs involucrados, el nivel de madurez de dichos IEDs en lo que a ciberseguridad se refiere es variable, pero de forma general, se ha detectado que, tanto en los IEDs como a nivel de subestación, las capacidades de ciberseguridad actuales son bastante mejorables.

Una vez analizadas las capacidades de los IEDs y modelizados los diferentes niveles de ciberseguridad alcanzables, se han sentado las bases para que, en las siguientes fases del proyecto, se afronte por un lado la implementación de los niveles de seguridad deseados para los diferentes IEDs y por otro el desarrollo de un sistema global de ciberseguridad a nivel de subestación que integre las capacidades de ciberseguridad de los diferentes IEDs.

La página web del proyecto (<http://www.clusterenergia.com/securegrid>) proporciona información sobre los objetivos del mismo, el consorcio y los resultados alcanzados, así como todo tipo de noticias relacionadas con la temática del proyecto, Ciberseguridad en Smart Grids.

## AGRADECIMIENTOS

Este proyecto SecureGrid está financiado por el Departamento de Desarrollo Económico e Infraestructuras del Gobierno Vasco (Programa HAZITEK) y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).

## REFERENCIAS

- IEEE Std 1686-2013.
- Technical Specification IEC/TS 62351-1:2007.
- IEC TC57 WG15: IEC 62351 Security Standards for the Power System Information Infrastructure, version 2, 2016.

# ANÁLISIS Y EVOLUCIÓN DE CIBERSEGURIDAD EN EL IOT DE INFRAESTRUCTURAS CRÍTICAS ELÉCTRICAS

**Adam Gauci**, Cybersecurity Program Manager, Schneider Electric / Energy Business  
**Sandeep Pathania**, Cybersecurity Offer Manager, Schneider Electric / Energy Business  
**Mathieu Salles**, Energy CERT Leader, Schneider Electric / Energy Business  
**Jose Manuel Ruiz**, Cybersecurity Expert, Schneider Electric / Energy Business

**Resumen:** El mundo se ha vuelto totalmente dependiente de un suministro estable de electricidad. Las redes eléctricas forman parte de las infraestructuras críticas de un país al igual que lo son los principales hospitales, aeropuertos, etc. Es por esto que, las interrupciones de suministro eléctrico sean inaceptables a menudo conlleven sanciones de los gobiernos a los operadores de la red. La frontera entre lo que se ha llamado OT (Operational Technology) e IT (Informational Technology) es inexistente. Las subestaciones eléctricas del futuro, digitalizadas, requerirán de una mayor interoperabilidad entre múltiples vendedores, no sólo los clásicos vendedores de OT y vendrán con conceptos nuevos como virtualización de sensores, machine learning y otros conceptos anteriormente sólo escuchados en otras industrias. La ciberseguridad está en la agenda de todos los gobiernos y de cualquier industria, también en la de los operadores de la red eléctrica. Para un operador de la red eléctrica, perder el servicio de un nodo de su red puede afectar a los clientes conectados a ese nodo, o si fuese una infraestructura crítica para su operación, podría afectar a millones de clientes. Sin embargo, el impacto potencial de un incidente de ciberseguridad donde se tome control de la red que intercomunica las diferentes subestaciones y el centro de control puede tener consecuencias devastadoras.

**Palabras clave:** Ciberseguridad, SCADA, DMS, SmartGrids, IEC-62443

## INTRODUCCIÓN

En Europa, el número de subestaciones eléctricas excede los 4 millones [1] y estas, a ojos de un atacante, son 4 millones de entradas posibles a la red eléctrica. En las nuevas redes inteligentes, se conectarán nodos sin ninguna medida de ciberseguridad con subestaciones digitalizadas, sistemas de información geográfica, etc. El nivel de seguridad de la nueva red inteligente estará comprometido por el eslabón más débil de la cadena y por este motivo, los operadores se verán obligados a reemplazar por completo esos nodos obsoletos a nivel de ciberseguridad o bien, realizar un proceso de actualización de los mismos.

Es conocido el ataque sufrido en Ucrania, donde unos atacantes se infiltraron en la red de varios operadores, aprendieron a utilizar los sistemas de control a operar los sistemas de control y cuando decidieron atacar dejaron a unos 225.000 clientes de 3 operadores distintos sin electricidad durante varias horas en la víspera de Navidad.

En septiembre de 2017, la empresa de seguridad Kaspersky reportó lo que se ha denominado Dragonfly 2.0 – una serie de intrusiones en utilities de todo el mundo [2]. Durante los últimos seis años, estos atacantes se han infiltrado en las redes de control eléctrica de varios países, entre ellos EEUU.

Si bien parece difícil parar a estos ataques avanzados, es necesario poner todos los medios posibles para detectar intrusiones y parar las acciones que puedan comprometer las infraestructuras críticas de un país/organización. Para combatir los ataques a las redes eléctricas, existen estándares de seguridad para el intercambio de información e interoperabilidad en las redes eléctricas y para definir el nivel de seguridad de un IED (protección, PLC, RTU) o de un sistema de control eléctrico como puede ser IEC-61850 y IEC-62351. Otros, como el estándar IEC-62443, indican cómo evaluar los riesgos y amenazas de un sistema de control, qué requisitos de seguridad debe cumplir (a nivel de producto o como un todo) para alcanzar un nivel de seguridad avanzado.

Este documento defiende la importancia de incluir medidas para proteger un sistema de control desde la fase de diseño y presenta cómo aplicar el estándar IEC-62443 en un sistema de control eléctrico ya existente para poder ser conectado a una red eléctrica inteligente de manera segura.

## EVALUACIÓN DE RIESGOS

Previamente estándares de seguridad como el IEC-61508 no incluían una evaluación de vulnerabilidades (ciberseguridad). La versión del estándar 61508-2010 incluye una evaluación de las vulnerabilidades conocidas como parte del análisis de riesgos previo a la fase de diseño de un sistema.

El análisis de riesgos de ciberseguridad o simplemente un análisis de las vulnerabilidades conocidas de un sistema de control todavía es una actividad poco demandada por las utilities en el sector eléctrico.

La evaluación de riesgos de ciberseguridad incorpora metodología del análisis de riesgos de seguridad tradicional, se complementan y proveen seguridad (safety) y ciberseguridad desde las fases tempranas de un sistema.

## **SEGURIDAD DESDE EL DISEÑO**

Para la gestión de ciberseguridad es mejor definir los requisitos/medidas de ciberseguridad que un sistema debe cumplir en la fase de diseño y mantener el nivel de seguridad del sistema durante el ciclo de vida del proyecto. Esto aplica tanto a sistemas como a componentes del sistema.

Una vez que se ha realizado la estimación de los riesgos de ciberseguridad, hay que determinar las medidas necesarias y suficientes para alcanzar el nivel de seguridad deseado para el producto o sistema analizado. El objetivo es realizar un análisis de riesgos durante la fase de diseño

Se evalúa la seguridad desde el diseño en 4 aspectos:

### **Plataformas Seguras**

Considerar la ciberseguridad desde la fase de diseño de un sistema o producto permite seleccionar el hardware y software más adecuado sobre el que se construirá la solución.

Medidas de seguridad como arranque seguro de un sistema, certificados de autenticación, etc., se basan en plataformas seguras (por ejemplo, un módulo TPM) y en algoritmos avanzados de criptografía. Definir los requisitos de seguridad desde la fase de diseño permitirá identificar los componentes necesarios para alcanzar el nivel de seguridad deseado y evaluar la plataforma para evitar problemas de capacidad de cómputo o memoria.

### **Aplicaciones Seguras**

Al realizar un análisis de riesgos e identificar y las posibles amenazas en una fase anterior al diseño y codificación de una aplicación, se desarrollará pensando en contramedidas posibles para esas amenazas, mejorará los eventos, logs y evidencias que faciliten la investigación de un ataque y en definitiva será más robusta.

### **Productos Seguros**

Un producto seguro se basa en plataformas y aplicaciones seguras. Se debe realizar un proceso de bastionado, minimizando los permisos con los que corren las aplicaciones, configurando los servicios siguiendo las buenas prácticas de los fabricantes, minimizando los servicios instalados y los puertos accesibles desde interfaces seguras y no seguras. Existen muchas soluciones para realizar un bastionado de sistemas, por ejemplo, Bastille para sistemas Linux, las plantillas elaboradas por el Center for Internet Security, etc.

### **Arquitecturas Seguras**

Por último, también se debe considerar la definición de arquitecturas seguras durante la fase de diseño. IEC-62443 indica la creación de diferentes zonas de seguridad, las cuales serán analizadas independientemente para ver el nivel de seguridad que deben alcanzar dependiendo de su criticidad, el número de amenazas presentes y la probabilidad de que ocurran.

Una vez hecha esta segregación por zonas, identificamos el tráfico entre zonas y podemos implementar medidas de seguridad acordes, como por ejemplo la inclusión de DMZ para el intercambio de datos con la red corporativa o otros sistemas, VPNs para acceso remoto, firewalls, IDS (sistemas de detección de intrusiones), IPS (sistemas de prevención de intrusiones), encriptación, etc.

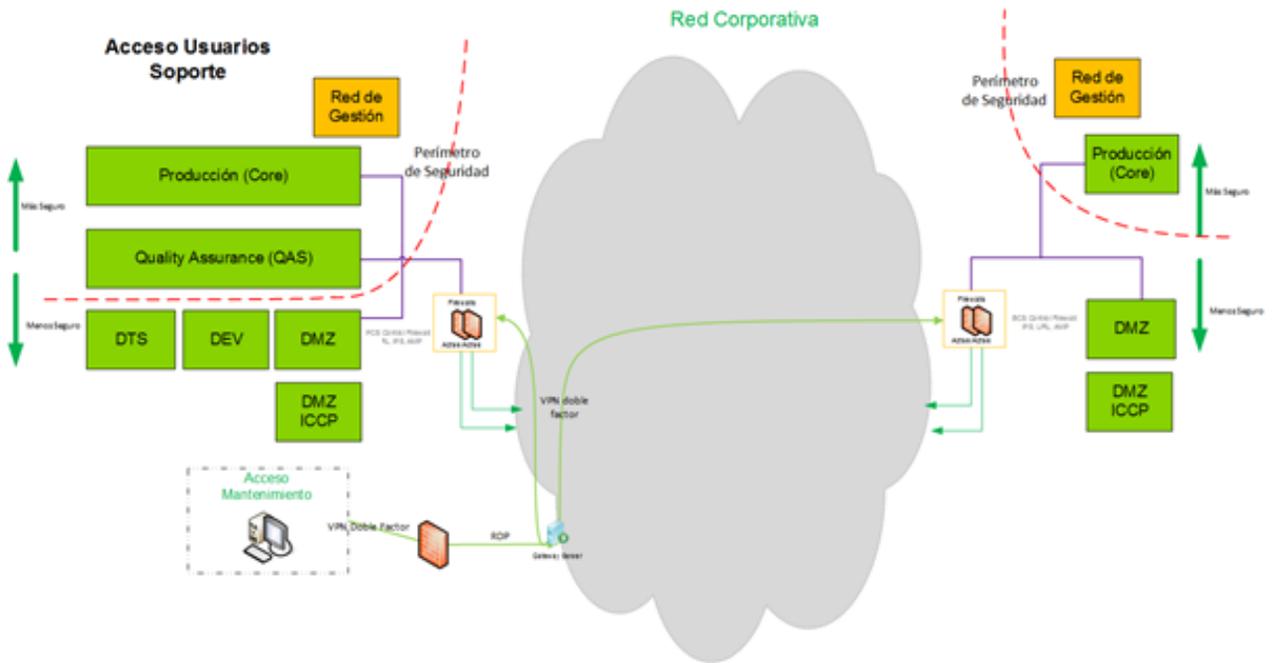


Figura 1. Segmentación y Medidas de Seguridad Perimetral para un DMS Avanzado.

La seguridad de un sistema se debe basar en procesos maduros para asegurar que las medidas definidas se consideran en cada etapa de la vida de un sistema. El estándar IEC-62443 define 4 niveles de seguridad y describe qué requisitos funcionales debe cumplir un producto o un sistema para alcanzar el nivel deseado.

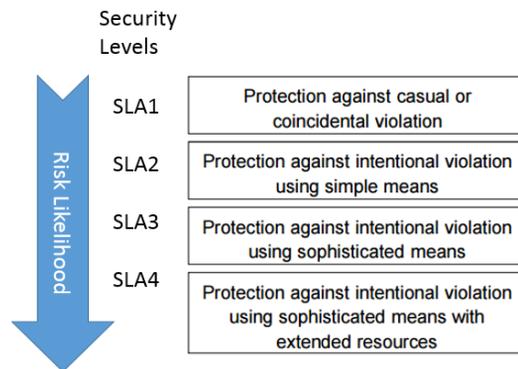


Figura 2. Niveles de Seguridad definidos por IEC-62443.

## APLICAR MEDIDAS DE CIBERSEGURIDAD A UN SISTEMA DE CONTROL EXISTENTE

A continuación, se lleva a la práctica el proceso para incrementar el nivel de seguridad de un SCADA, un DMS o una subestación eléctrica. Para ello se va a seguir el estándar IEC-62443 parte 3-2 Security Risk Assessment and System Design y parte 3-3 System security requirements and security levels.

Para asegurar que se está listo para empezar la actualización del sistema y limitar el tiempo en el que el sistema estaría sin operar debido a estas actividades de actualización, se han marcado en azul los trabajos que se deben realizar “in situ” y en naranja aquellos trabajos que se pueden llevar en oficina o sin influenciar en la operación del sistema.

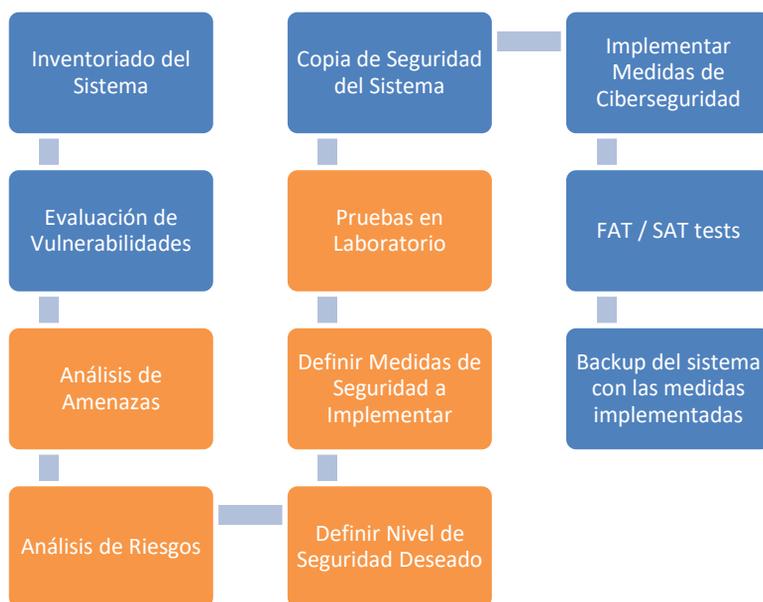


Figura 3. Flujo de Trabajo de Implementación de Medidas de Seguridad en un proyecto existente.

#### **Obtener un inventariado del sistema**

El primer paso para defender un sistema es conocer qué se va a defender, algo básico, pero a veces olvidado. Tanto el dueño del activo como el responsable del proyecto de actualización del sistema debe realizar este ejercicio de colección de información in situ. Durante este proceso un experto de ciberseguridad realizará tareas no intrusivas sobre el sistema para obtener información de todos los componentes del sistema, como tipo de dispositivo (IHM, Protección, RTU, Switch, etc., fabricante, versión del firmware/sistema operativo que está ejecutando, lista de programas, puertos, servicios, conexiones con otros sistemas, etc. Además, se llevarán a cabo entrevistas con el personal responsable para:

- Recolectar arquitectura de red del sistema y otros posibles subsistemas existentes
- Inventarios existentes (activos, configuraciones)
- Políticas de Seguridad o Normativas aplicables

#### **Evaluación de Vulnerabilidades del Sistema**

Este proceso se podrá hacer in situ o en back-office usando la información recogida en el punto A. Dependiendo de la criticidad del sistema se optará por una manera o la otra.

Si se hace in situ, se podrán usar herramientas como NMAP, NESSUS, OpenVAS para evaluar las vulnerabilidades a nivel de sistema, o auditar la configuración del sistema. Otras más específicas como NIKTO, SQLMap, DirBuster, Hydra, Metasploit, etc pertenecerían a evaluaciones más cercanas a Ethical Hacking, pero también podrían ser útiles para evaluar las vulnerabilidades del sistema.

#### **Listado de Amenazas, Nivel de Seguridad y Análisis de Riesgos**

El sistema se puede clasificar según su criticidad para la operadora eléctrica, el gobierno, etc y definir el nivel de seguridad requerido o deseado para este sistema. Para este proceso la operadora eléctrica se puede apoyar en la definición de los niveles de seguridad hecha por IEC-62443 o por otras organizaciones como la americana NIST.

A continuación se pasa a listar y clasificar todas las amenazas existentes para el sistema, la probabilidad de que cada amenaza ocurra en las diferentes zonas, o activos del sistema en estudio y el impacto de las mismas. Impacto no sólo económico sino también en el entorno y en las personas. Imaginemos por ejemplo el impacto de un apagón generalizado en un hospital o en una planta de tratamiento de aguas.

Con esto se pueden identificar los riesgos, ordenar por criticidad y analizar aquellos que se está dispuesto a asumir.

### ***Definir medidas de Seguridad a Implementar***

Una vez realizado el análisis de riesgos y definido el nivel de seguridad que se quiere alcanzar, el estándar IEC-62443 en su parte 3-3 define los requisitos funcionales que un sistema de control industrial o eléctrico debe implementar para alcanzar nivel de seguridad 1, 2 o 3.

Se identificarán los requisitos funcionales que son posibles implementar por criticidad o por facilidad de implementación en el sistema existente y mejora de la postura de seguridad general del sistema.

### ***Pruebas en el Laboratorio***

Una buena medida para minimizar el tiempo de interrupción del servicio y asegurar la buena aplicación de medidas a implementar es crear una plataforma espejo.

### ***Implementar las medidas de seguridad***

En esta fase, una vez se ha hecho una copia del sistema para asegurarnos que podemos volver a un estado anterior en caso de que sea necesario, se proceden a implementar las medidas diseñadas.

### ***Ejecución de Pruebas***

Antes de poner en ejecución el sistema, se deben probar:

- Las nuevas funcionalidades
- La desaparición de vulnerabilidades/riesgos identificados en las fases iniciales
- La correcta operación del sistema

### ***Copia del sistema actualizado y Comienzo de una nueva iteración en el proceso***

Por último, se procedería a realizar una copia del sistema ya actualizado, se creará una nueva línea base con el inventariado actualizado y se procederá a comenzar una nueva iteración para atacar nuevos riesgos que hayan podido aparecer o los ya identificados.

## **CONCLUSIÓN**

Los sistemas de control han dejado de ser sistemas aislados, poco conocidos por atacantes. Han pasado a ser infraestructuras críticas para el buen funcionamiento de cualquier sociedad, gobierno o industria.

Implementar medidas de seguridad siempre será más eficiente en términos de tiempo y coste si se tiene en cuenta desde una fase de diseño del sistema o producto. Los fabricantes están haciendo un esfuerzo para mejorar la seguridad de sus sensores y de los sistemas que integran, pero los operadores deben exigir la implementación de elementos de seguridad en los sistemas que operan basándose en marcos y estándares específicos para sistemas de control industrial y eléctrico.

Los sistemas existentes carecen de medidas de seguridad suficientes, si estos sistemas necesitan ser integrados con otros elementos de las nuevas redes eléctricas, deben pasar por un proceso de actualización y alcanzar un nivel de seguridad suficiente para evitar ser controlados por un atacante y/o ser usados para realizar un ataque a toda la infraestructura de red.

## **REFERENCIAS**

- [1] Pavla Mandatova. (2013) Eurelectric. [Online] [http://www.eurelectric.org/media/113155/dso\\_report-web\\_final-2013-030-0764-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/113155/dso_report-web_final-2013-030-0764-01-e.pdf)
- [2] Dragos Security. (2017) [Online] <http://fortune.com/2017/09/11/dragonfly-2-0-symantec-hackers-power-grid/>

# ASEGURANDO LA GESTIÓN EN ENTORNOS HETEROGÉNEOS: DATOS, INFRAESTRUCTURA, IOT, CIBERSEGURIDAD, INDUSTRIA 4.0

**José Antonio Jiménez**, Director Técnico, KEYTRON  
**David Villanueva**, Director General, AERIN

**Resumen:** Una de las prioridades de una plataforma de gestión y muy especialmente en entornos empresariales e industriales heterogéneos, es optimizar la gestión y procesamiento de la información de diferentes elementos en tiempo real, con objeto de facilitar, agilizar y perfeccionar el control y la toma de decisiones. Keytron y Aerin proponen la creación de una plataforma multipropósito basada en una tecnología asequible y fácil de usar, que permita disponer de la información de diferentes elementos en tiempo real. El tratamiento de dicha información se llevará a cabo mediante el uso de algoritmos predictivos capaces de ofrecer detalles adicionales que favorezcan y ayuden en la toma de decisiones. El entorno IoT en el que se desarrollará estará completamente securizado garantizándose así la integridad de los datos en tiempo real.

**Palabras clave:** Gestión, Algoritmos Predictivos, Seguridad, IoT, Framework, Multipropósito, Heterogéneo, Blockchain, Usabilidad

## INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente en el entorno de la telemetría y la gestión de sistemas se han estado utilizando soluciones de gestión complejas y, en muchos casos, propietarias de cada fabricante. Por ello la interoperabilidad de la información obtenida de diferentes dispositivos es más difícil de tratar. La plataforma que se presenta a continuación garantiza de forma sencilla y en un entorno seguro, la disponibilidad de la información en tiempo real de múltiples dispositivos en el entorno IoT, y permite un tratamiento predictivo para la toma óptima de decisiones.

### Descripción de la Solución

Con el desarrollo de esta solución se pretenden obtener los siguientes resultados:

- Hardware Multipropósito. Proponer una plataforma que recoja la información de distintos tipos de sensores o elementos con conexiones particulares.
- Plataforma securizada. Una cuestión básica en una plataforma de gestión es asegurar que el tratamiento de la información que proporcionan los datos gestionados no se vea amenazada y sea realizado de la manera más segura posible; en paralelo que esté asegurado todo el entorno y elementos gestionados. Especialmente es importante en plataformas orientadas a gestiones diversas donde toda la cadena de gestión debe ser segura. Dicha plataforma será:
  - o Segura y Confiable: Cuando se pretende gestionar recursos que deben proteger bienes, infraestructuras y/o personas, se tiene que poder confiar en la seguridad de un acceso mantenido en el tiempo, que consideremos la no existencia de fallos que puedan interrumpir ver peligrar los sistemas.
  - o Ofrecer alta disponibilidad y que los motores de monitorización sean dedicados para que los requerimientos y posibilidades sean siempre los más avanzados, de modo que la protección de los datos y de la operación sea máxima.
  - o Escalable: Cualquier utilización de una Plataforma debe ser considerada como si las necesidades fuese las exigentes del mundo. La arquitectura de la Plataforma debe facilitar y asegurar que el sistema (tanto el de gestión como el gestionado) pueda crecer las necesidades de cada momento, ofreciendo la mejor y mayor escalabilidad de forma inherente al propio sistema; siempre con una total garantía de seguridad.
  - o Accesible: Es imprescindible que el manejo y control de la Plataforma esté asegurado en cada momento, por lo que debemos construirlas e implantarlas en los entornos más accesibles y fáciles de usar para acceder y controlar las funciones de forma directa y precisa, como Pc's, Smartphone, tablets, etc.
  - o Orientado al trabajo en tiempo real y realizable desde cualquier lugar (operadores y responsables de operación puedan trabajar sobre ella y gestionar alertas, alarmas y/o mensajes de forma inmediata)
- Framework de desarrollo. Permitirá interactuar con múltiples aplicaciones pues los mundos empresariales e industriales son muy heterogéneos. Posibilitará la integración de dispositivos de múltiples fabricantes, con distintos protocolos y tipos de señales, etc. Las partes elementales comunes serán:

- Recogida de datos: permite la conexión a distintos dispositivos para la recogida de datos, pudiendo ser sensores (temperatura, humedad, PH, presión, etc.), autómatas, analizadores de redes, centralitas de captura y procesamiento de datos, elementos de visión artificial, etc.
  - Procesado de datos: Una vez capturados los datos, es necesario procesarlos de distintas maneras para extraer información útil de ellos.
  - Cálculo de variables basadas en datos adquiridos.
  - Almacenamiento y reporte de datos: Almacenamiento a largo plazo de datos capturados y calculados que permita la consulta de varias maneras: Graficado, informes resumen, listados, etc.
  - Interfaz de usuario: Permite la interacción del usuario con el sistema. Desde el interfaz, el usuario podrá ajustar parámetros, consultar informes, visualizar gráficas y, en general, ver y manipular el estado del sistema en tiempo real.
  - Capa de seguridad: Que facilite la integridad de los datos y del sistema de monitorización, que disminuya el tiempo de tratamiento antes posibles incidencias.
  - Manejo Web con elementos comunes y seguros para la gestión de usuarios, permitiendo construir aplicaciones a medida de las necesidades de los clientes con un bajo coste.
- Software en la nube y desarrollo de algoritmos predictivos. Con el análisis predictivo de la información que permita escoger el algoritmo adecuado en cada momento los equipos enviarán todos los datos al Servicio en Cloud, cuyas funcionalidades son:
- Administración de todos los dispositivos desde un punto centralizado. Esta administración debe ser en formato HHTP y directamente a la pantalla de administración
  - Accesos seguros por VPN a los equipos.
  - Almacenamiento de todos los datos y posibilidad de tratamiento de los mismos con modelos de Datamining e Inteligencia Artificial; implementando técnicas de predicción y optimización con dos finalidades: Monitorizar, y Predecir.
  - Realización sencilla, dinámica y automatizada de informes y Dashboards/cuadros sinópticos con datos de uno o varios dispositivos.
- Visión general. Una de las más importantes funciones de una Plataforma es poder ofrecer una imagen general de la situación, para ello es imprescindible que proporcionen:
- Monitorización centralizada, toda la información se manejará en tiempo real y estará disponible en cualquiera de los puntos considerados, locales y remotos, con una única Interface.
  - Mapas dinámicos e interactivos, para facilitar el acceso a cualquiera de las necesidades tanto de monitorización como de gestión, asegurando que la visión sea lo más veraz posible.
  - Informes precisos y consolidados, como valor añadido para que poder diagnosticar, encontrar y finalmente resolver una incidencia y/o necesidad; de forma sencilla y rápida, desde cualquier lugar donde se haya previsto poder hacerlo.

## Metodología

Se utilizará un hardware multipropósito para que el desarrollo de un Framework y de la aplicación de algoritmos permitan un comportamiento predictivo en función de las características de los datos que se tengan.

### **Desarrollo de hardware**

El hardware que se fabricará se diseñará con tarjetas expansoras (“huecos” que tendrá el equipo en los que se pueden conectar tarjetas que permitirán añadir módulos al hardware para poder cubrir cualquier necesidad de un cliente).

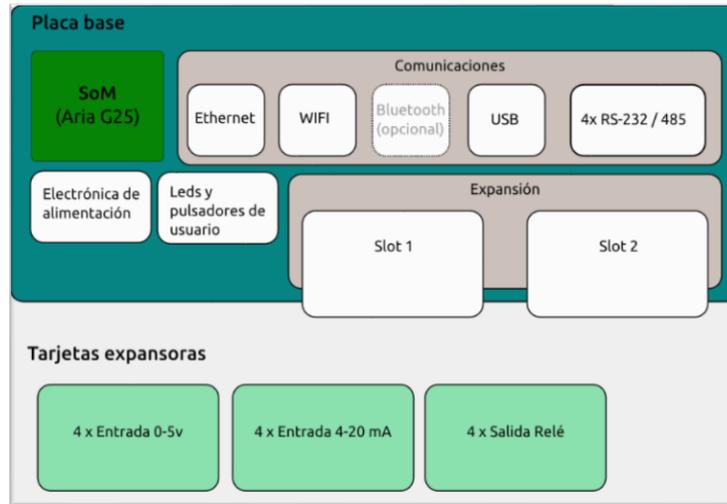


Figura 1. Esquema de bloques del SOM.

Emplea hardware estándar de mercado con el objetivo de permitir, facilitar y asegurar:

- Conectividad con protocolos industriales: Soporte de RS-485, CanBus, RS-232.
- Conectividad estándar: Wifi, Ethernet, Bluetooth.
- Capacidad de expansión I/O: Debe aceptar la inclusión de nuevas entradas y salidas con distintos tipos de señal, según los requerimientos específicos de cada proyecto.
- Bajo consumo energético: Podrá ser alimentado con baterías y/o paneles solares si fuese necesario.
- Economía de escala: El coste de compra debe ser inferior al coste de fabricación específica.
- Simplificación de nuestro diseño: Ofreciendo un diseño con ahorro de costes y garantía de funcionamiento.
- Modularidad: En función de las necesidades del proyecto.
- Soporte: El fabricante debe poder proporcionar una gran cantidad de documentación de gran calidad, poseer foro de usuarios on-line, y un contacto directo con un servicio de soporte.
- CPU de fabricante conocido: Que facilita y proporciona herramientas gratuitas y documentación abierta para los desarrollos.

La solución adoptada consiste en la combinación de un SoM + Placa base complementada por tarjetas expansoras que permitirán adaptar el producto a las necesidades específicas de cada proyecto. Estableciendo una analogía con un cuerpo humano, podemos entender el SoM como el cerebro, la placa base como el tronco y las tarjetas expansoras como los brazos y piernas.

### **Seguridad de la plataforma, Blockchain**

Es imprescindible que la Seguridad sea un proceso continuo y real, que se pueda confiar en todo momento en la integridad de lo que se está monitorizando, estudiando y/o resolviendo.

Cuando se genera un documento se hace con un convenio previo de cómo realizarlo, cómo tratarlo, cómo entenderlo y cómo y dónde guardarlo; este mecanismo es una cadena, donde en cada momento se va cerrando con un candado. Desde el primer momento donde se mira, después quien lo maneje y gestione y luego quien lo cierre; pero para que alguien más se sume a este mecanismo se deben abrir primero los tres candados anteriores, para permitir que más miren y manejen, pero a la vez que no puedan cambiar lo que ya está cerrado o consolidado. El documento es único, pero cada vez que alguien lo maneja hay más candados y hay múltiples testigos. Cada nueva operación con el documento hace que este esté protegido por más candados, Blockchain. Y en caso de fallo habría demasiados testigos para firmar el documento. Esto es una cadena de bloques.

A su vez esta cadena está proporcionada por una tecnología que busca aunar criptografía y colaboración para asegurar las operaciones. Movimiento de cadena de valor:

- El documento o dato se realiza en blockchain y cada paso del proceso se debe cumplir.
- Cada paso cumplido se certifica y en el documento genera un nuevo bloque una vez que todas las condiciones se han cumplido.
- En cada movimiento existe un hash, que es parte de la encriptación del anterior y que es registrado y a la vez almacenado; reescribiendo hacia los siguientes, aunque nunca sobre lo ya escrito. Asegurando que no se modifique la información o el dato tratado.
- Cada movimiento o acción que se ha realizado se encripta para imposibilitar que pueda tocar o actuar quien no esté autorizado. Se obtiene un sistema menos vulnerable, ya que cada bloque nuevo se encripta sobre la encriptación anterior.

### **El Framework**

La arquitectura del Framework se basará en el sistema de almacenamiento local (clave-valor) y el conjunto de módulos independientes que actúan en torno a él. Cada módulo realiza una tarea concreta. El concepto de modularidad se mantiene para todas las tareas del sistema. La red de comunicación será otro módulo que podrá propagar diferentes cambios a otros dispositivos interconectados. Esta configuración de red descentralizada es otro de los puntos importantes del sistema, ya que la caída de un dispositivo no afecta al funcionamiento autónomo del resto (de la misma forma que la caída de un módulo dentro de un dispositivo no afecta al resto). Esta característica permite que el sistema sea altamente escalable, diferenciándose de otras soluciones existentes generalmente basadas en un elemento centralizado (bróker) que recibe todas las notificaciones de los dispositivos y las reenvía a los suscriptores. La caída del bróker en un sistema de este tipo implicaría la detención del sistema por completo.

La tecnología del Framework estará en continuo desarrollo de manera que para cada nueva necesidad que se presente se pueda desarrollar una aplicación o desarrollar nuevas aplicaciones con las que conseguir mejoras. Comprenderá dos áreas bien diferenciadas:

- Smart Engine. Conjunto de módulos software que realizan las siguientes labores:
  - Adquisición y procesamiento de datos: Alarmas, eventos, manipulación algorítmica, lógica de negocio de la aplicación, etc.
  - BB.DD. Histórica: Histórico de datos adquiridos por el sistema y de las variables calculadas en función de los mismos.
  - Comunicaciones: Sincronización con sistemas remotos e integración con protocolos de terceros.
  - Web Engine. Conjunto de módulos software que realizan las siguientes labores:
    - o Representación de datos en entornos WEB: Consolas SCADA, Gráficoado en tiempo real e histórico, etc.
    - o Configuración de parámetros y generación de informes.
    - o Editor gráfico para construir pantallas a medida.

### **Algoritmos predictivos**

En el desarrollo del Framework una de las facetas más importantes es la aplicación del análisis predictivo que permita escoger el algoritmo más idóneo en cada momento para dar la respuesta más adecuada. Hacerlo mediante la búsqueda de normas de clasificación o de predicción basadas en los datos, de manera que se prediga o clasifique el resultado futuro de una o más variables de respuesta o de destino, en relación con lo que ocurre en la práctica, con los motivos que la causan o bien en relación con las variables de entrada. El mantenimiento predictivo (también conocido como pronóstico de estado o supervisión de estado de equipos) hace referencia a la supervisión inteligente del equipamiento a fin de evitar fallos futuros. Al contrario que el mantenimiento preventivo convencional, el programa de mantenimiento no está determinado por un cronograma prescrito; en su lugar, se establece mediante algoritmos analíticos que utilizan los datos recopilados por los sensores de los equipos. Este mantenimiento ofrece las siguientes ventajas para los clientes y los fabricantes de equipamiento:

- Reducción del tiempo de inactividad de los equipos gracias a la identificación de los problemas antes de que se produzcan fallos, lo que permite una planificación idónea de las tareas de revisión y el aumento de la vida útil del equipamiento.
- Determinación automática de la causa raíz del fallo, lo que permite la realización de las reparaciones apropiadas sin necesidad de destinar recursos a establecer un diagnóstico.
- Ahorro de costes por tareas de mantenimiento innecesarias.

### El modelo predictivo de tablas

- La tabla de aprendizaje: o tabla de entrenamiento con la que “entrenamos” el modelo. En ella se generará el modelo con algún algoritmo.
- La tabla de testing: donde se aplica el modelo generado para poder medir la calidad del mismo y saber si está prediciendo correctamente, comparando la tabla de aprendizaje con la tabla de testing.

Para la determinación del modelo predictivo se seguirá un orden estructurado en torno a tres acciones:

1. Definir los objetivos del modelo predictivo.
2. Seleccionar los datos que se van a emplear.
3. Determinar los algoritmos a aplicar para el análisis predictivo.



Figura 2. Simulación de entorno predictivo.

No todos los algoritmos de un modelo predictivo tienen la misma función, por ello se emplearán algoritmos cuyo objetivo sea mejorar los algoritmos existentes mediante el “aprendizaje” y algoritmos que provean de nuevas capacidades.

### Resultados y datos obtenidos

El desarrollo permitirá la creación de un sistema Cloud capaz de trabajar con varios algoritmos de predicción de forma automática. Un software recogerá los datos y los validará a través de diferentes algoritmos predictivos para poder decidir en tiempo real cuál es el más adecuado.

Los equipos IoT enviarán todos los datos a un Servicio en Cloud que tendrá las siguientes funcionalidades:

- Administración de todos los dispositivos desde un punto centralizado. Esta administración será accediendo por HHTP a la pantalla de administración del equipo IoT.
- Acceso por VPN al equipo de IoT y al PLC.
- Almacenamiento de todos los datos y posibilidad de tratamiento de los mismos con modelos de Dataminig e Inteligencia Artificial (uso de técnicas de predicción y optimización)
- Realización de informes y Dashboards/cuadros sinópticos con datos de uno o varios dispositivos.

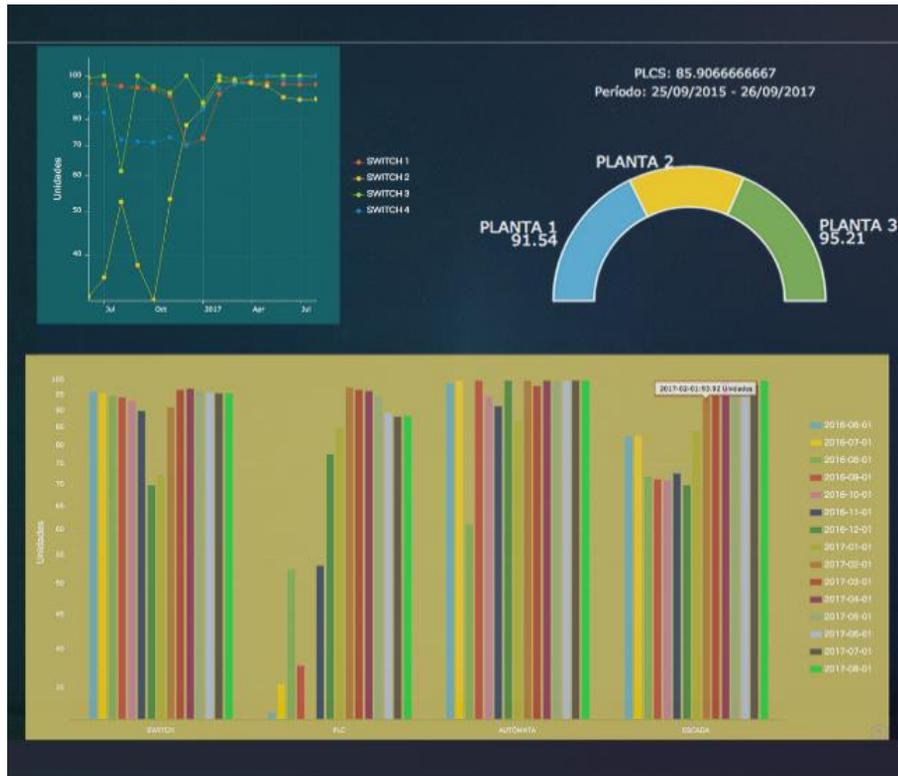


Figura 3. Ejemplo de Dashboard.

## CONCLUSIONES

La plataforma propuesta, basada en la fabricación propia de un hardware multipropósito y el desarrollo de un Framework, así como la aplicación de los diferentes algoritmos anteriormente expuestos (que permiten un comportamiento predictivo en función de las características de los datos de origen) permitirá la creación de un sistema Cloud que dispondrá de la información recogida y obtenida de forma predictiva para la toma de decisiones en tiempo real, todo ello, sin perder de vista la ciberseguridad en todo el proceso.

## REFERENCIAS

- <https://blogs.technet.microsoft.com/machinelearning/2016/04/19/evaluating-failure-prediction-models-for-predictive-maintenance/>
- <http://www.forbes.com/sites/louiscolombus/2016/06/26/10-ways-machine-learning-is-revolutionizing-manufacturing/#5ab12ebc2d7f>
- [https://www.ke.tu-darmstadt.de/lehre/arbeiten/master/2015/Jahnke\\_Patrick.pdf](https://www.ke.tu-darmstadt.de/lehre/arbeiten/master/2015/Jahnke_Patrick.pdf)
- <http://www.tcs.com/SiteCollectionDocuments/White%20Papers/Machine-Learning-Analytics-in-Manufacturing-0714-1.pdf>

## LA AGREGACIÓN DE RECURSOS DISTRIBUIDOS O CÓMO EL CONSUMIDOR PUEDE PARTICIPAR EN EL MERCADO

Pep Salas, Director, SmartGrid.cat

**Resumen:** El paquete legislativo Energía Limpia para Todos los Europeos promueve la participación activa de los consumidores en el mercado. Más allá de consumir, producir o almacenar, se necesitan señales de precios para participar en servicios de flexibilidad. La implementación de los contadores digitales en España permitirá a partir de 2018 disponer de datos horarios de los consumidores residenciales de menos de 15kW. Un hito con efectos disruptivos. La agregación de la flexibilidad reducirá costes del sistema y facilitará las renovables. La presente comunicación analiza la situación actual del acceso de los datos para el consumidor y otros agentes designados por él, así como el potencial del agregador de demanda, a partir de un análisis de las barreras de mercado para el desarrollo de la función del agregador de demanda. La presente comunicación se ha realizado a partir del trabajo promovido por la Autoridad Catalana de la Competencia.

**Palabras clave:** Smart Meter, Digitalización, Consumidor, Agregador, Data Hub, Mercado Secundario, PVPC, Flexibilidad de la Demanda, Prosumer

### SMART METER Y LA DIGITALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sector energético es un ámbito estratégico para cualquier país con profundas implicaciones en el modelo socioeconómico. Por este motivo es un sector altamente regulado. El Estado español ha iniciado, siguiendo las indicaciones de las directivas europeas, la liberalización del sector basada en la separación de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización. Sin embargo, esta separación no ha sido completa y se mantienen grupos empresariales con intereses comunes en los diferentes eslabones de la cadena.

En este contexto legal y de mercado, se ha iniciado un proceso de transición energética para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> que se concreta, para el caso eléctrico, en una entrada masiva de recursos de generación distribuida (renovables, almacenamiento, etc.) y la necesidad de incrementar la flexibilidad de la red para poder gestionar en tiempo real la fluctuación de las fuentes renovables; y, por otro lado, la electrificación de la economía (como por ejemplo la movilidad eléctrica). De este modo, las redes pasan de ser unidireccionales a bidireccionales, y la gestión de los flujos de información se convierte en el elemento diferencial de aquellos sistemas capaces de mantener un precio competitivo para el consumidor, garantizar la seguridad de suministro y reducir el impacto ambiental. Por eso, la gestión de la información se ha convertido en el elemento clave sobre el que pivota la modernización del sector eléctrico y desarrolla nuevos modelos de negocio que aportan al consumidor ya no solamente energía, sino productos y servicios relacionados.

Es el momento, pues, de las redes eléctricas inteligentes (o smart grids), de la fusión de las tecnologías energéticas y la de las telecomunicaciones. Y de entre ellas, la medida del consumo eléctrico en el sector residencial a partir de los contadores digitales (o smart meters). Esta implementación actualmente está regulada por las directivas europeas desde el 2009 y estaba condicionada a un resultado positivo del análisis coste-beneficio (CBA, por la sigla inglesa) siguiendo la metodología de la Comisión [se pueden observar los resultados en la gráfica 1]. Sorprendentemente, sin embargo, el Estado español inicia el despliegue antes de la directiva europea y no realiza el CBA. Este hecho es capital para entender las decisiones que se han tomado tanto del marco legal como de las soluciones técnicas para captar el dato, transmitirlo y ponerlo al servicio del consumidor y de terceras partes. Sin un retorno claro de la inversión, el coste del cambio de contadores recae en el consumidor a través de un alquiler que se paga en la factura, sin que pueda renunciar a él y sin recibir la información detallada de las opciones más convenientes (compra o alquiler).



## Smart metering for electricity – costs & benefits

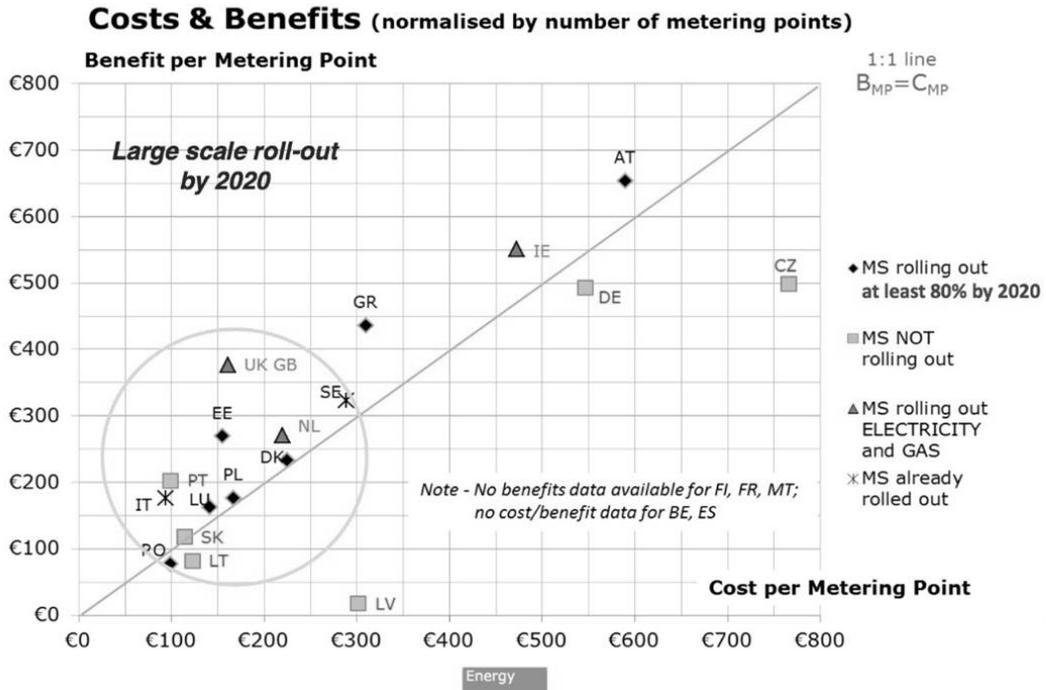


Figura 1. Resultados del análisis coste-beneficio en contadores digitales eléctricos (UE) Fuente: Comisión Europea.

Esta situación cautiva da lugar a una dificultad manifiesta para acceder al dato de consumo por parte del consumidor, tanto en lo referente al acceso a la información dentro de casa en tiempo real por falta de interoperabilidad con dispositivos del mundo del hogar inteligente (o smart home), como al acceso remoto. En este caso, el consumidor puede acceder a través del portal web de la propia compañía distribuidora, a pesar de que a menudo se desconoce y se confunde al utilizar una marca similar a la empresa de comercialización del mismo grupo (generando una distorsión del mercado). Y, en cualquier caso, el ciudadano accede a una curva con información agregada horariamente del consumo y puede ser con varios días de retraso, lo que evita una parte importante de las potencialidades de ahorro de energía y se desincentiva la participación activa del consumidor en el mercado eléctrico.

Las dificultades al utilizar la información sobre el consumo de casa de un ciudadano crecen cuando el consumidor desea ceder, bajo su responsabilidad, la gestión de sus datos a una tercera parte, ya sea otra empresa de comercialización eléctrica para poder recibir una oferta personalizada (por ejemplo, indexada a los precios del mercado eléctrico), una empresa de servicios energéticos para poder recibir un retorno para mejorar la eficiencia energética o introducir fuentes de energía renovable, o, incluso, un agente independiente del sector eléctrico, como podría ser una comunidad de usuarios o una administración pública que ofreciera un servicio, por ejemplo, de seguimiento a los hogares vulnerables. En todos estos casos, hay una falta de desarrollo normativo que establezca las condiciones técnicas y de calidad en las que la cesión de datos a una tercera parte se pueda realizar de forma sistemática, simple y escalable, convirtiéndose en un freno al desarrollo del mercado.

Todos estos elementos son una singularidad de España en Europa. Por un lado, hay países que han contextualizado la implementación de contadores digitales en una estrategia clara de modernización de la red y de objetivos estratégicos de país, apostando decididamente por aprovechar al máximo el dato de consumo e, inseparablemente, facilitar su acceso a terceras partes (como los países escandinavos y los Países Bajos). Por otro lado, aquellos que, habiendo realizado el análisis coste-beneficio, han acotado la modernización del sistema de medición a solo un subsegmento de consumidores en el que hay un retorno claro de la inversión (como es el caso alemán). El caso español contrasta, porque se ha decidido realizar la inversión (y, por lo tanto, somos cautivos en el ámbito económico y tecnológico), pero sin un plan que permita sacar provecho de ello y sin un estudio económico que fije el retorno de la inversión.

## **LOS DATOS DEL CONTADOR DIGITAL: LA MATERIA PRIMA PARA EL AGREGADOR DE DEMANDA**

En la era de la información, el dato del consumo de energía es crucial y puede ser el elemento necesario, que no suficiente, de muchos nuevos servicios. La cuestión que emerge, pues, es de qué modelo de gestión de datos nos dotamos para garantizar que podemos aprovechar todo su potencial. Es una cuestión técnica, pero también política, legal, de marco regulatorio y empresarial. Por ejemplo, definir quién es el responsable de la medida y en qué condiciones se ponen a disposición de los consumidores y de las terceras partes o aspectos de privacidad y sobre derechos de los consumidores. El negocio eléctrico bascula hacia la gestión de datos y emergen nuevas figuras como, por ejemplo, «el agregador» para catalizar la penetración de las energías renovables, la gestión de la demanda y la oferta de servicios asociados.

### **Potencial de los datos para los consumidores**

Un aspecto clave de la política energética de la Unión Europea es dar al consumidor un papel cada vez más importante. El consumidor es el eje central de la política energética y se basa, entre otros derechos de los consumidores, en el acceso a la información sobre el consumo para aprovechar el potencial de la eficiencia energética y las energías renovables para reducir el coste y las emisiones de CO<sub>2</sub>, pero también, para recibir servicios que mejoren la calidad de vida y la experiencia como consumidores. Por ejemplo, determinación del patrón de consumo, promover el ahorro de energía y potencia a partir de un cambio de comportamiento, detectar mejoras en electrodomésticos y evitar consumos no deseados (stand-by y olvidos), evaluar el potencial de la energía solar y nuevas oportunidades para el consumidor residencial basadas en el concepto de economía colaborativa e intercambio de energía directamente entre particulares (un ejemplo en el Reino Unido es la empresa Piclo), así como gestión de la demanda y participación de mercados de ajuste.

### **Potencial de los datos para el operador de red**

Tanto para el distribuidor eléctrico (DSO) o el transportista (TSO) —Red Eléctrica de España (REE)—. Por un lado se aporta visibilidad a la parte de baja tensión para detectar fraude y problemas de operación para una rápida detección y corrección de incidencias. Pero especialmente significativo es el potencial para digitalizar la parte de baja tensión, convirtiendo las redes en una infraestructura capaz de integrar los recursos de energía distribuidos tanto a nivel físico como digital, con los estándares de ciberseguridad adecuados. Energía solar en régimen de autoconsumo, baterías, vehículo eléctrico, son solo alguno de los ejemplos para entender la dimensión técnica y económica de la gestión de la demanda y de su potencial para aportar servicios de flexibilidad al sistema.

### **Potencial de los datos para nuevos agentes del mercado: el Agregador de demanda**

El modelo de negocio de las compañías eléctricas está evolucionando. De vender energía (kWh) a considerar al consumidor de energía como el activo más importante al que se le puede ofrecer un amplio abanico de productos y servicios relacionados con la energía. Por ejemplo, si tienes coche eléctrico, puedes recibir ofertas relacionadas. Por lo tanto, el acceso a los datos de los contadores digitales es fundamental para aportar transparencia y neutralidad al mercado energético para asegurar el acceso no discriminatorio de cualquier empresa de productos o servicios relacionados con la energía.

Por un lado, el consumo horario permite la visualización y fijación de precios de acuerdo con el consumo real, por lo que se pueden desarrollar estrategias de respuesta de la demanda a través de tarifas personalizadas («de día», «de fin

de semana», etc.) para modelar la demanda y tomar decisiones que optimicen el coste del abastecimiento eléctrico (conectar y desconectar ciertas cargas, sistemas de baterías, entre otros) y poder acceder, de esta manera, a un mercado de balanceo.

Todos estos servicios pueden generalizarse a partir de la “función de agregación de la demanda” que, si bien pueden ser ofrecidos por actores actuales del mercado (evolucionando, por ejemplo, la figura del comercializador), se deben abrir a la competencia con nuevos agentes: los agregados de flexibilidad. En cualquier caso, el flujo de datos de los consumos residenciales debe permitir, en todo momento, mantener altos niveles de privacidad y el cumplimiento de la Ley Orgánica de Protección de Datos (LOPD), lo que implica aspectos tanto de diseño del sistema como de permisos entre los diferentes agentes sabiendo que el dato es propiedad siempre del consumidor (quien tiene el dato, quien lo trata y para qué finalidad, etc.) y solo él puede permitir que un tercero pueda utilizarlo.

## LIMITACIONES EN EL USO LOS DATOS DEL CONTADOR DIGITAL

El conjunto de potencialidades para el usuario, el operador del sistema, el mercado y terceras partes tienen, sin embargo, un punto crítico: la accesibilidad al dato por parte de los diferentes agentes, el grado de neutralidad y su calidad. Y, en cualquier caso, es fundamental todo lo relacionado con la ciberseguridad.

Por accesibilidad entendemos quien tiene acceso al dato —cumpliendo en cualquier caso los condicionantes existentes, como los de privacidad o la Ley Orgánica de Protección de Datos y el resto—. Por un lado, está el propio consumidor y las entidades directamente relacionadas con el abastecimiento de la electricidad al consumidor, ya sea tanto el distribuidor (DSO) como responsable de la medición, como el comercializador por motivos de facturación. Otro grupo son terceras partes del sector eléctrico, por ejemplo, comercializadoras para realizar ofertas comerciales para generar nuevos clientes (lo que ayudaría a mejorar la competencia en el mercado al incrementar la ratio de consumidores que cambian de proveedor o churn rate) o empresas de servicios energéticos para ofrecer servicios de eficiencia energética. Un tercer grupo serían las terceras partes del sector no eléctrico como empresas, Administración, asociaciones de consumidores, entre otros. Para cada uno de estos agentes es importante definir en qué términos tiene acceso, por ejemplo, la ubicación (local o remota) y el medio por el que accede (monitor local de energía, ADSL o home area network, servidor web, API). La accesibilidad, pues, está totalmente relacionada también con la interoperabilidad del contador con otros dispositivos.

Por neutralidad entendemos la no discriminación al acceso de cualquier agente previsto en la ley. Por ejemplo, una empresa relacionada con el distribuidor, dado que es el responsable de efectuar la medición como actividad regulada, no puede tener ninguna ventaja frente a otros agentes, ni en el acceso, ni en la calidad. Es necesaria la desvinculación a todos los niveles entre el agente responsable de la medición y su explotación comercial.

Y por calidad del dato consideramos la granularidad del registro (medida en la frecuencia de la medición disponible —según minutos, cada cuarto de hora, cada hora—), la frecuencia de la comunicación (tiempo real, unos días de retraso) y los parámetros medidos (energía aparente, activa, reactiva, registro de valores máximos, tensión, frecuencia). Se da por hecho que la precisión de la medición es correcta.

Por lo tanto, tenemos, por combinatoria, un esquema de múltiples opciones que acabarán determinando para cada Estado miembro el potencial de uso del dato de consumo de electricidad del sector residencial. Por ejemplo, podemos tener, entre otros la medición en tiempo real con visualización local por acceso del consumidor y comunicación a terceras partes a través de la red local de comunicación (HAN); dato en tiempo real a través de la nube (cloud) a un servidor del responsable de lectura desde donde acceden todas las partes en igualdad de condiciones, o; dato agregado horariamente que se comunica con unos días de retraso tanto al usuario como a terceras partes.

## Limitaciones al acceso a datos por parte de terceras partes

La transformación del sector energético a partir de la digitalización de la energía necesita de datos. Por este motivo es fundamental entender qué se debe mejorar en el estado. Algunas de las problemáticas identificadas, son:

- La instalación de los contadores digitales en España se inicia prematuramente sin considerar realizar el análisis Coste - Beneficio y, por tanto, sin disponer de un retorno de la inversión adecuado a partir de poner en valor los múltiples beneficios (económicos, ambientales, tecnológicos, sociales).

- El consumidor paga todo el despliegue de contadores (combinando un cargo en la factura y otra parte vía costes regulados), pero no puede ni escoger los equipos, ni decidir no instalarlo.
- La calidad del servicio de acceso al dato por parte del consumidor a través a de la web de la empresa de distribución difiere enormemente según la DSO.
- Los datos accesibles no tienen la granularidad suficiente ni la carencia adecuada para maximizar los servicios que potencialmente podrían llegar a ofrecerse.

Pero si algún aspecto es especialmente crítico para la transformación del sector es la imposibilidad de ceder el dato a terceras partes con el consentimiento del consumidor. En este caso, contradiciendo las normativas europeas, en España no se ha producido el desarrollo de la norma que debe fijar las condiciones legales y técnicas de cómo se puede ejercer ese derecho. El proceso es rocambolesco, difiere en cada operadora y actualmente puede considerarse casi manual, lo que impide la escalabilidad del servicio y contrasta con casos que, como los escandinavos, se suele disponer de una API para automatizar la recogida de datos de un cliente por parte de aquel agente que tenga el permiso. Nos encontramos que tampoco hay ninguna justificación técnica ni económica para que esta situación sea así. Las consecuencias de este hecho son graves porque se convierten en un freno a la modernización del sector eléctrico, al desarrollo de nuevos servicios y a la aparición de nuevos agentes, como la propia Administración, cooperativas y asociaciones de usuarios o empresas de servicios energéticos y agregadores. Esta falta de accesibilidad es el elemento central que denota el intento de proyectar el dominio de las compañías mayoritarias en los diferentes eslabones de la cadena de valor del sector hacia el mundo digital de los datos y la entrada de nuevos agentes. En la Figura 2 se aprecia el diagrama de flujo de los datos entre los distintos agentes:

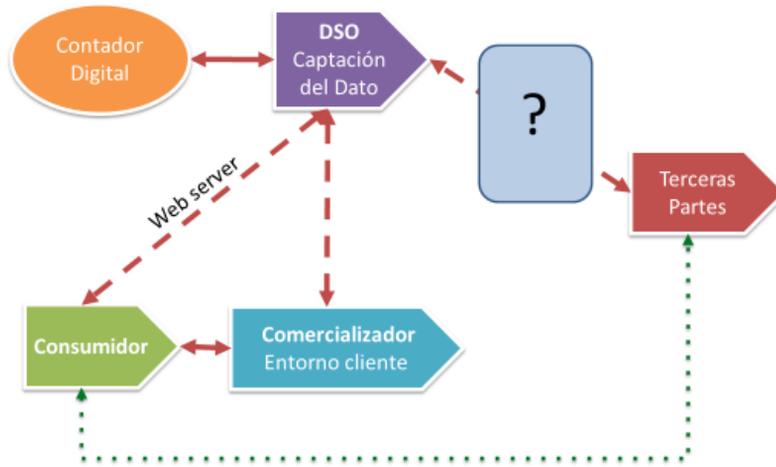


Figura 2. Esquema conceptual del proceso de acceso al dato del contador digital en España por parte del consumidor donde se indican las dificultades de acceso de las terceras partes. Fuente: Salas 2017.

## EL OPERADOR NEUTRO DE DATOS COMO FACILITADOR DE LA AGREGACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

El operador neutro de datos actúa como un agregador de datos (data hub) capaz de recibir los registros de la curva horaria y valores históricos del consumidor cuando disponga de su consentimiento y por parte de la empresa distribuidora correspondiente. De las diferentes posibles configuraciones y agentes coordinadores (el propio TSO), la Figura 3 muestra una de las opciones de operación más plausibles:



Figura 3. Diagrama de flujo de la información de los contadores digitales hacia el consumidor, la compañía eléctrica comercializadora y terceras partes. Fuente: Salas 2017.

El Operador Neutro de Datos debe, además, incorporar información de los recursos energéticos distribuidos para poder convertirse en un dinamizador del mercado de los recursos energéticos distribuidos y su agregación para poder ofrecer servicios al consumidor y al sistema eléctrico.

## AGRADECIMIENTOS

Especial agradecimiento a la Autoridad Catalana de la Competencia por promover la realización del presente estudio para la modernización del sector energético.

## REFERENCIAS

- European Commission, 2014, Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27. Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity. European Commission. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014SC0189&from=EN>
- Salas, Pep, 2017, Acceso a los datos de consumo eléctrico de los contadores digitales y su uso, ACCO, [http://acco.gencat.cat/web/.content/80\\_acco/documents/arxius/actuacions/20170419\\_ACCESO-DATOS-CONTADORES-DIGITALES-ELECTRICIDAD.pdf](http://acco.gencat.cat/web/.content/80_acco/documents/arxius/actuacions/20170419_ACCESO-DATOS-CONTADORES-DIGITALES-ELECTRICIDAD.pdf)
- <http://acco.gencat.cat/ca/detall/article/LACCO-fa-public-lestudi-que-ha-encarregat-al-Dr.-Pep-Salas-Acces-a-les-dades-de-consum-electric-dels-comptadors-digital-i-el-seu-us>

PATROCINIO PLATINO:



PATROCINIO ORO:



PATROCINIO PLATA:



an **NTT DATA** Company