

## LIBRO DE COMUNICACIONES

ORGANIZA:



CO-ORGANIZA:



COMUNICA:



APOYO INSTITUCIONAL:







#### LIBRO DE COMUNICACIONES

V Congreso Smart Grids
13 Diciembre 2018
Madrid

Organizado por:



Co-organizado por:





ı

#### Editado por:

Grupo Tecma Red S.L. C/ Jorge Juan 31, 1º izqda. 28001 Madrid, España

Tel: (+34) 91 577 98 88

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

ISBN: 9781729499900

Copyright: © 2018 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 quinta edición del Congreso Smart Grids a finales de 2018, un año en que el sector energético ha sido afectado por importantes cambios legislativos, tanto a nivel europeo como nacional. Y podemos constatar que todas las decisiones y mensajes políticos nos dirigen hacia una descarbonización del sector energético. Esto nos obligará, en un plazo relativamente corto, a desarrollar e implementar, en la red eléctrica, soluciones para: una infraestructura nacional para la recarga de vehículos eléctricos; el aumento del autoconsumo; una mayor proporción de energías renovables; el almacenamiento energético. En su conjunto presentan un futuro de una Red Eléctrica Inteligente con grandes cambios disruptivos. Es un camino complejo, pero clave para nuestro país, y espero que este Congreso, de nuevo, sirva para informar, inspirar y generar el networking necesario para afrontar todos los retos que implica el desarrollo de las Smart Grids.

El Congreso continúa abordando la actualidad y el futuro de las Redes Eléctricas Inteligentes en España, permitiendo 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 profesionales que conforman el sector de las Redes Eléctricas Inteligentes, permitiendo a los congresistas participar de forma activa en el intercambio de información, conocimiento, ideas y opiniones.

El Congreso cuenta con un Comité Técnico conformado por mas 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, de seleccionar aquellas que serán presentadas de forma oral en el Congreso y las publicadas en este Libro de Comunicaciones. Además, propone y escoge las temáticas de la Ponencia Magistral y de las Mesas Redondas.

El llamamiento de comunicaciones para el V Congreso Smart Grids se realizó en julio 2018 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 32 comunicaciones finales se publican en este Libro de Comunicaciones. Las Áreas Temáticas para el llamamiento de comunicaciones fueron: Automatización, Control, Operación y Gestión de Activos en las Redes Eléctricas de Transporte y de Distribución; Mecanismos y Modelos de Flexibilidad: Agregación de la Demanda, Generación Distribuida, Almacenamiento e Interconexión de redes; El Usuario Activo en las Smart Grids: Vehículo Eléctrico, Autoconsumo, Ciudades, Smart Home, Smart Buildings y APPs; Digitalización: Gestión y Analítica de Datos, IoT, Inteligencia Artificial, Ciberseguridad y Blockchain; y Diseño y Evolución del Mercado Eléctrico en el marco de la ley de Cambio Climático y Transición Energética. Nuevos Modelos de Negocio.

El V 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 de Economía y Empresa. Colaboran en su promoción y difusión más de 50 organismos e instituciones. Además el Congreso cuenta con 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 V 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 quinta 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, Diciembre 2018

Stefan Junestrand - Director Congreso Smart Grids



#### **INTRODUCCIÓN - FUTURED**

El sector energético se encuentra inmerso en un proceso de transición, inducido y canalizado por dos fuertes corrientes. La primera es el avance tecnológico, que, al tiempo que modifica la naturaleza de los activos que conforman la infraestructura eléctrica, permite dotar a la misma de nuevas funcionalidades, habilitando una mayor conectividad, resiliencia, eficacia y eficiencia, capacidad de análisis y actuación... y un largo etcétera que nos capacita para estar preparados y extraer el máximo valor de los cambios que se avecinan. La segunda corriente es el cambio de paradigma, la Transición Energética, vinculada a la transformación digital de la sociedad, y a las políticas de cambio climático y de unificación de mercados que actualmente están siendo implementadas con el proceso de transposición del conocido "Winter Package", que publicó la Comisión Europea a finales de 2016. Estos dos vectores dibujan un escenario energético bien definido en el pasado Congreso Smart Grids, en el que la digitalización, la descentralización y la descarbonización son los grandes sustantivos que orientan el rumbo del desarrollo tecnológico. Como consecuencia de los mismos, en este escenario subyace un potente sustrato, que fortalece el papel que las redes eléctricas están llamadas a jugar y que habilita un futuro con una creciente electrificación.

Todos los estudios prospectivos coinciden en la idea de que el futuro es eléctrico y que la demanda de este vector energético estará sujeta a potentes dinámicas de cambio y crecimiento en los próximos años. En este escenario, la red eléctrica juega un papel fundamental como vertebrador y habilitador de la transición energética, siendo un elemento tractor y generador de riqueza. En este Quinto Congreso dedicaremos, por ello, un espacio a hablar del valor que aportan las redes eléctricas, cuantificando el impacto económico que tendrán a futuro. Por otro lado, España está jugando un papel relevante en esta evolución, facilitado por nuestro liderazgo en la integración de energías renovables y en el despliegue de nuevas tecnologías en la red. Este liderazgo nos ha permitido ser referencia mundial en Smart Grids, así como favorecer el desarrollo de un tejido productivo exportador de tecnología, que se sustenta en el esfuerzo en I+D+i y en la constante optimización y mejora de su competitividad que realiza la industria española. Este esfuerzo se ve reflejado en el buen posicionamiento que tiene el sector nacional en proyectos de investigación, desarrollo y demostración, ocupando el tercer lugar por volumen de inversión en Europa.

Aunque el posicionamiento es bueno, desde Futured gueremos seguir contribuyendo a mejorarlo, identificando y promoviendo mecanismos, iniciativas y líneas de acción estratégicas que permitan reforzar nuestra posición. Muchas de las oportunidades que se están visualizando, conjugan la innovación tecnológica con la necesidad de evolucionar, inteligentemente, el marco legal y las reglas de juego del sector energético: conceptos como los mercados locales de flexibilidad, las nuevas herramientas y códigos de operación y mantenimiento, o las comunidades energéticas, requieren de un nuevo marco relacional y de mercado para poder ser implantados y desplegar su potencial. La innovación no es un concepto meramente tecnológico: básicamente se refiere a cómo desarrollar nuevos modelos de negocio, y nuevas formas de abordar retos y oportunidades. Por ello, y a fin de poder dar un paso más en la innovación en el sector energético, desde Futured estamos impulsando la difusión de la llamada "Metodología Sandbox", que aúna la innovación tecnológica, regulatoria y de modelo, y permite desarrollar proyectos de demostración "de modelo", en un entorno real, pero acotado y controlado en cuanto a su alcance y eventuales consecuencias. Se trata, en definitiva, de una forma de innovar "inteligente", que permite evolucionar las reglas del juego de forma sólida, pero ágil. Y es que la innovación, sin duda, es la clave para meiorar la competitividad y mantener una posición de liderazgo, dentro de un entorno y un ecosistema global, que evoluciona y se transforma cada vez más rápido. Foros como este Congreso, constituyen una ocasión excelente para compartir y debatir todos los retos y oportunidades que esta transformación nos abre.

De esta quinta edición me gustaría resaltar la gran calidad de las comunicaciones presentadas, en un encuentro que sigue creciendo en alcance, atractivo y prestigio. Deseo que el V Congreso Smart Grids resulte tan interesante y motivador como los anteriores, de cara a continuar impulsando nuestro esfuerzo colectivo de desarrollo de Redes Inteligentes, esfuerzo que, sin duda, nos permitirá extraer lo mejor de estos apasionantes tiempos de cambio que estamos viviendo. Como siempre, me gustaría recalcar la vocación de Futured, como entorno abierto, de integrar a todos aquellos interesados en participar de esta aventura, y por ello os animo a formar parte activa de nuestra plataforma, esperando que las iniciativas que impulsamos contribuyan a vertebrar el tejido de I+D+i nacional, a la creación de valor y al desarrollo.

Madrid, Diciembre 2018

Blanca Losada - Presidenta FutuRed



#### MIEMBROS COMITÉ TÉCNICO

- María Luisa Revilla, Representante Nacional en el Comité, Programa Energía H2020, CDTI
- Juan Layda, Consejo General Colegios Oficiales Ingenieros Industriales
- Fernando Suárez, Vicepresidente, CCII Consejo de Colegios de Ingeniería Informática
- Javier Pérez Pastor, Comisión Energía, COIIM
- Olivia Infantes, Vocal Junta Directiva, ACIE
- Joaquín Chacón Guadalix, Presidente, AEPIBAL
- Mar Duque, Directora General, AFBEL
- Javier Rodríguez, Junta Directiva, AFCE
- Santi Martínez Farrero, ASEME
- Arturo Pérez de Lucía. Director Gerente. AEDIVE
- Jordi Contreras, Presidente Junta Directiva, CEDOM
- Félix García, Responsable Laboratorio Microrredes, Centro Nacional del Hidrógeno
- Blanca Gómez, Directora, CNI Instaladores
- Alicia Carrasco, Directora, ENTRA Agregación y Flexibilidad
- Miguel Ángel García Argüelles, Director Gerente, Fenitel
- Mª Eugenia Díaz, Área de Bienes Equipos Eléctricos y Energía, Sercobe
- Santiago Blanco Polo, Planetic
- Andrea Rossi, Planetic
- Guillermo Amánn Aldecoa, Vicepresidente, T&D Europe
- Luis Hernández Callejo, Universidad de Valladolid
- Mónica Aguado, Directora Departamento de Integración en Red de Energías Renovables, CENER
- Luis Fontán, Director Grupo Redes Inteligentes, CEIT-IK4
- Nuria Gisbert, Directora General, CIC Energigune
- Milan Prodanovic, Head of Electrical Systems Unit, Imdea Energía
- Cristina Corchero, Jefe del Grupo de Economía de la Energía, IREC
- Alfredo Quijano López, Director, ITE
- Noelia Uribe, Tecnalia
- Enrique Morgades Prat, Secretario Técnico, FutuRed
- Fernando García Martínez, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- Santiago Blanco Pérez, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- Juan Garbajosa, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- José Ignacio Briano, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- Enrique García, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- Angel Díaz Gallo, Miembro Grupo Gestor, Futured
- Rafael Mínguez, Miembro Grupo Gestor, Futured
- Jorge Sánchez, Miembro Grupo Gestor, Futured
- **Héctor Pinar**, Miembro Grupo Gestor, FutuRed
- Francisco Barceló, Miembro Grupo Gestor, Futured
- Jesús Torres, Responsable Grupo de Trabajo de Ciberseguridad, FutuRed
- Inés Leal, Directora Editorial, Grupo Tecma Red
- Stefan Junestrand, Director General, Grupo Tecma Red



#### **ÍNDICE**

#### AUTOMATIZACIÓN, CONTROL, OPERACIÓN Y GESTIÓN DE ACTIVOS EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE Y DE DISTRIBUCIÓN ALGORITMO DE CLASIFICACIÓN AUTOMÁTICA DE EVENTOS: UNA HERRAMIENTA PARA EL DIAGNÓSTICO Y CORRECCIÓN DE FALLAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN 1 Patricio G. Donato, Ignacio Carugati, Jorge L. Strack, Carlos M. Orallo, Sebastián O. Maestri, Marcos A. Funes y Matías N. Hadad ICYTE (CONICET / UNMDP) CASO DE ÉXITO, DESPLIEGUE, MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE DATOS DE SMART METERS EN REDES BT. PROYECTOS CLEAN-UP (PLC-Jesús Muñoz Bravo Arkossa Smart Solutions PROYECTO MONICA. SENSORIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 12 Roberto Martínez, Eduardo Fontecha, Susana Carillo y Javier Leiva Ormazabal y Endesa Distribución Eléctrica APLICACIÓN DE BIG DATA Y DATA ANALYTICS AL MODELO DE GESTIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA **TENSIÓN** 17 Sergio Bustamante González, Rafael Minquez Matorras, Hans Bludszuweit y Laura Giménez de Urtasun Viesgo Distribución y Fundación CIRCE ELECTRÓNICA DE POTENCIA APLICADA A LA SMART GRID 23 Carlos Rivas Pereda y Oriol Sarmiento Diez FLINSA PROYECTO IDEAS: INTEROPERABILIDAD IEC 61850 EN LOS SERVICIOS DEL OPERADOR DE DISTRIBUCIÓN - METODOLOGÍA DE NORMALIZACIÓN Y PILOTO EN SUBESTACIÓN REAL 27 Jesús Torres Tenor, Yasmina Galve Pastor, Carmen Ranea Resalt y María Avery Fernández Fundación CIRCE y Endesa Distribución APLICACIÓN DE AVANCES EN LIDAR AEROTRANSPORTADO Y MODELOS DE CRECIMIENTO DE VEGETACIÓN EN INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSPORTE 33 Pedro Llorens Saurina, Rafael Alonso Ponce, Julio Diéguez, José María Lara Cabeza, íñigo Lizarralde Torre y Francisco Rodríguez Puerta SPASA (Servicios Politécnicos Aéreos) y Fora forest technologies HERRAMIENTAS AVANZADAS PARA MONITORIZACIÓN Y OPERACIÓN DE REDES MT/BT 39 Daniel Morales Wagner, Isidro Díaz Caballero, Adolfo Gastalver Rubio, Luna Moreno Díaz, David Señas Sanvicente, Antonio Gómez Expósito, Antonio de la Villa Jaén, Esther Romero Ramos, Susana Carillo Aparicio y Francisco Javier Leiva Rojo Ingelectus Innovative Electrical Solutions, Universidad de Sevilla y Endesa Distribución Eléctrica APLICACIÓN WEB PARA SIMULACIÓN DE REDES PLC PRIME 45 Miguel Seijo, Gregorio López, Javier Matanza e José Ignacio Moreno Universidad Carlos III de Madrid (UC3M), Universidad Politécnica de Madrid (UPM) y Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) APLICACIÓN WEB PARA DIAGNÓSTICO REMOTO DE PROBLEMAS DE COMUNICACIONES EN REDES PLC PRIME 51 Miguel Seijo, Mario Sanz, Gregorio López y josé Ignacio Moreno Universidad Carlos III de Madrid (UC3M) y Universidad Politécnica de Madrid (UPM) MECANISMOS Y MODELOS DE FLEXIBILIDAD: AGREGACIÓN DE LA DEMANDA, GENERACIÓN DISTRIBUIDA, ALMACENAMIENTO E INTERCONEXIÓN DE REDES VALIDACIÓN DE UNA HERRAMIENTA PARA LA PREDICCIÓN DE ENERGÍA SOLAR EN HORIZONTES DE TIEMPO CERCANOS 57 Fermín Rodríguez Lalanne, Ainhoa Galarza Rodríguez y Luis Fontán Agorreta GESTIÓN AVANZADA DE MICRORREDES COMO MECANISMO DE FLEXIBILIDAD 63 Félix García-Torres, Jose Eufemio Gallego, Carlos Bordons Alba Y Miquel Ángel Ridao Centro Nacional del Hidrógeno Y Universidad de Sevilla COORDINACIÓN TSO-DSO PARA EL APROVECHAMIENTO DE FLEXIBILIDAD EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN: PROYECTO SMARTNET 68 Carlos Madina, Joseba Jimeno, Inés Gómez, Miquel Pardo, Marco Rossi, Gianluiqi Miqliavacca y Pirkko Kuusela Tecnalia, Endesa Distribución, RSE – Ricerca sul Sistema Energetico y VTT – Technical Research Centre of Finland USO DE LA FLEXIBILIDAD DE CARGAS ELÉCTRICAS CON INERCIA TÉRMICA MEDIANTE UNA BATERÍA VIRTUAL PARA LA REGULACIÓN DE 74 Alejandro Martín Crespo y Sergio Saludes Rodil Centro Tecnológico CARTIF PROYECTO AMPERIA - SISTEMA INTEGRADO DE VIRTUAL POWER PLANT CON ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO INTELIGENTE ደበ



Xavier Benavides e Ianacio Benítez

Ampere Energy

SMART GENERATION PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE INTERMITENCIA DE LAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES Y LAS INFLEXIBILIDADES DEL SISTEMA  Leonidas Sayas y Ruben Felix OSINERGMIN y RELP2010 SAC	86
EL USUARIO ACTIVO EN LAS SMART GRIDS: VEHÍCULO ELÉCTRICO, AUTOCONSUMO, CIUDADES, SMART HOME, SMART BUILDINGS Y APPS	
SISTEMAS HÍBRIDOS FOTOVOLTAICOS PARA ESTACIONES SIN RED ELÉCTRICA CON MONITORIZACIÓN REMOTA Jury Reina Aguilar y Martina Torres Grupo SME & Desigenia	92
ENERGÍAS RENOVABLES EN SISTEMAS DE TELECOMUNICACIÓN Pere Sabater Frau Universitat Illes Balears (UIB)	98
MICROGRID PARA EDIFICIOS COMERCIALES E INDUSTRIALES, CONECTADO A LA RED O AISLADO, ¿CUÁLES SON LAS SOLUCIONES Y SUS CASOS COMERCIALES?  Matthieu Mounier  School de Florie	103
Schneider Electric  EOTICC: DISPOSITIVO INTELIGENTE DE TOMA DE DECISIONES PARA LA MONITORIZACIÓN Y GESTIÓN DE UNA INSTALACIÓN HÍBRIDA  EÓLICO-SOLAR CON DEMANDA ENERGÉTICA  Fco. Javier Ferrández Pastor, Juan Manuel García Chamizo, Mario Nieto Hidalgo, Rafael Valdivieso Sarabia y Sergio Gómez Trillo  Universidad de Alicante y Eolis Enterprises BV	109
CONSTRUCCIÓN DE UN ELECTRO PAR ACTIVADO POR RADIACIÓN SOLAR, EMPLEANDO UN PAR MATERIAL ALTA ABSORBANCIA/ ALTA REFLECTANCIA Roberto Pérez Mateluna, María del Carmen Ponce Mejía y José Torres Titus	115
Universidad Tecnológica de Chile/Chile, Universidad Nacional San Agustín/Perú y Pontificia Universidad Católica de Valparaíso/Chile  DESALINIZAR EN ZONAS REMOTAS - PROYECTO DE DESCONEXIÓN DE UNA PLANTA DESALINIZADORA EN CUBA  Isabel Guerrero Martín, Nicolás Velasco, Ana López Cudero y Joaquín Chacón Guadalix  Albufera Energy Storage	119
DE EDAR A BIOFACTORÍA: DE LA ECONOMÍA LINEAL A LA ECONOMÍA CIRCULAR, AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA  José Mª Torre-Marín Martínez, Juan Antonio Vico Jiménez y Marcos Antonio Martínez Martínez  Empresa Mpal. de Abastecimiento y Saneamiento de Granada	124
DESARROLLO DE SISTEMAS INTELIGENTES PARA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EFICIENTE CENTRADA EN LOS CIUDADANOS Julio César Díaz Cabrera, Amparo Mocholí Munera, Javier Monreal Tolmo, Álvaro Nofuentes Prieto y Dr. Alfredo Quijano López Instituto Tecnológico de la Energía (ITE), ETRA I+D y Universitat Politècnica de València (UPV)	130
DIGITALIZACIÓN: GESTIÓN Y ANALÍTICA DE DATOS, IOT, INTELIGENCIA ARTIFICIAL, CIBERSEGURIDAD Y BLOCKCHAIN	
RIOT - RIESGOS Y RETOS DE CIBERSEGURIDAD Y PRIVACIDAD EN IOT Claudio Chifa, Daniel Romero, Joel Ansiporovich y Marcos Martín iDavinci Imagina	136
SOLUCIONES PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PROCESOS EN LA SMART GRID BASADAS EN BLOCKCHAIN Francisco Javier López Rodriguez, Gonzalo de la Fuente García y Ana Esperanza Cuenca Fernández Everis	141
SECUREGRID, EL HACKING ÉTICO APLICADO A LA MEJORA DE LA SEGURIDAD EN INFRAESTRUCTURAS CRÍTICAS DE LA RED ELÉCTRICA Iñaki Angulo Redondo, Javier López Sarralde, Begoña Molinete Cuezva, José Antonio López Montero, Santiago De Diego De Diego, Lola Ibañez Kortabarria, Alberto Huidobro Viela, Imanol García Pastor, Álvaro Fraile Hernández y Eduardo Fontecha Llamazares Tecnalia, ZIV, Clúster de Energía del País Vasco, ARTECHE, GE, INGETEAM, ITS Security y ORMAZABAL	147
APROVECHAMIENTO DE DATOS DE MEDIDA Y DE RED PARA LA EVALUACIÓN DE PROBLEMAS REALES EN LA DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD  Javier Rodríguez Roncero, Marc Laeser, Ifigeneia Stefanidou y christian Giroux  Landis+Gyr EMEA	153
CIBERSEGURIDAD EN COMUNICACIONES PARA ACTIVOS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO MÓVIL Y ESTÁTICO  Amparo Mocholí Munera, Dr. Julián Camilo Romero Chavarro, Pascual Mullor Ruiz, Julio César Díaz Cabrera y Dra. Marta García Pellicer Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)	159
LLEGÓ BLOCKCHAIN AL SECTOR ENERGÉTICO - INTEGREMOS LA TRANSPARENCIA, TRAZABILIDAD, PARTICIPACIÓN Y SOSTENIBILIDAD EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Laura Ramos de Blas Klenergy	165
VISUAL CPS: SISTEMA INTELIGENTE Y FLEXIBLE PARA LA MONITORIZACIÓN, CONTROL DE CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS Y AMBIENTALES EN ENTORNOS CON PERSONAS Héctor Humanes, Juan Garbajosa, Jenifer Pérez y Jessica Díaz Universidad Politécnica de Madrid, CITSEM	168



## DISEÑO Y EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN EL MARCO DE LA LEY DE CAMBIO CLIMÁTICO Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA. NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

¿HACIA UNA "UBERIZACIÓN" DEL NEGOCIO ELÉCTRICO? Antonio Higuera Ikusi

174





#### Optimiza tu generación distribuida

Nunca ha sido tan fácil de controlar y conseguir tus objetivos de ahorro, sostenibilidad y resiliencia. EcoStruxure™ MicrogridAdvisor y el Centro de Control de Energía integran perfectamente tu generación distribuida con la flexibilidad para añadir nueva generación renovable, cargas y almacenamiento a medida que tu sistema/necesidades crezcan. Así que puedes maximizar tu eficiencia minimizando tus preocupaciones.



schneider-electric.es/microgric



## @CongresoSG



ORGANIZA:





PATROCINIO ORO:



PATROCINIO PLATA:



APOYO INSTITUCIONAL:





COMUNICA:



#### COLABORA:































































































































# ALGORITMO DE CLASIFICACIÓN AUTOMÁTICA DE EVENTOS: UNA HERRAMIENTA PARA EL DIAGNÓSTICO Y CORRECCIÓN DE FALLAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Patricio G. Donato, Investigador, ICYTE (CONICET / UNMDP)
Ignacio Carugati, Investigador, ICYTE (CONICET / UNMDP)
Jorge L. Strack, Becario doctoral, ICYTE (CONICET / UNMDP)
Carlos M. Orallo, Investigador, ICYTE (CONICET / UNMDP)
Sebastián O. Maestri, Investigador, ICYTE (CONICET / UNMDP)
Marcos A. Funes, Investigador, ICYTE (CONICET / UNMDP)
Matías N. Hadad, Investigador, ICYTE (CONICET / UNMDP)

Resumen: Los eventos de tensión en redes de distribución eléctrica conforman uno de los tipos de perturbaciones más perniciosos, lo cual ha convertido a la calidad del servicio eléctrico en uno de los temas de mayor interés tanto para distribuidoras como para usuarios residenciales, comerciales e industriales. La detección de eventos y su correcta clasificación en forma automática son herramientas que pueden ayudar a la toma de decisiones tendientes a la mitigación del evento en sí o a la intervención a largo plazo sobre la red. En este trabajo se propone el uso de un algoritmo de clasificación automática de eventos particular, basado en el uso de información extraída de las tensiones de fase y línea, y su posterior comparación con una serie de modelos matemáticos previamente definidos. Se describe el funcionamiento del algoritmo y se muestran resultados prácticos obtenidos a partir de eventos de tensiones sobre la red de distribución eléctrica de baja tensión.

Palabras clave: Calidad de la Energía, Eventos de Tensión, Clasificación, Análisis

#### INTRODUCCIÓN

En el curso de los últimos años las empresas del sector eléctrico y los organismos de control pertinentes, han redoblado sus esfuerzos en las cuestiones relativas a la evaluación y mejora de la calidad de la energía eléctrica. Esto abarca desde fenómenos como la distorsión de la forma de onda hasta la corrección del factor de potencia, pasando por los desbalances en redes trifásicas y los eventos de tensión. Estos últimos presentan un gran interés tanto por parte de las empresas distribuidoras como de los usuarios residenciales, comerciales e industriales. Básicamente, los eventos de tensión pueden definirse como reducciones de tensión entre el 10% y el 90% del valor nominal, o sobretensiones por arriba del 10% de la nominal, que tienen una duración entre medio ciclo de red (10ms en una red de 50Hz) hasta 3 minutos, aunque por lo general no superan el segundo de duración (Bollen & Gu, 2006). Se caracterizan, entre otras cosas, por tener un inicio y un final, a diferencia de otras perturbaciones, que tienen un comportamiento cuasiestacionario (frecuencia, fluctuaciones de tensión, etc.). Se producen debido a incrementos transitorios de corriente, que provocan un cambio de las tensiones en el punto de conexión común (PCC) donde se encuentra el usuario en cuestión (Fig. 1).

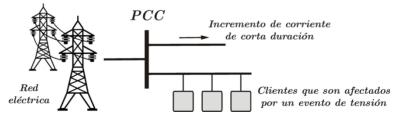


Figura 1. Origen de los eventos de tensión.

Las causas de los incrementos de corriente que originan los eventos de tensión pueden hallarse en los cortocircuitos entre fases y fallas a tierra y neutro, en el arranque de motores de inducción, la energización de transformadores, las descargas atmosféricas y las maniobras de bancos de capacitores. Las consecuencias de los eventos de tensión son varias, pero a modo de ejemplo pueden citarse la caída de sistemas informáticos, la desconexión de contactores y elementos de protección, la reducción de torque en motores de inducción y la desconexión de aerogeneradores asincrónicos y de sistemas de inyección de energía a la red. En pocas palabras, provocan perjuicios que significan



pérdidas económicas para los usuarios. Por estas razones, es necesario contar con la capacidad de registrar y evaluar los eventos en forma automática, identificando el comienzo y fin de los mismos, clasificándolos y, de ser posible, identificando las causas que los producen, para intervenir en el sistema y reducir los efectos adversos en los usuarios.

La clasificación de eventos de tensión se trata en la bibliografía específica a través del enfoque de la clasificación basada en modelos predefinidos. Uno de los sistemas de clasificación más difundidos en los últimos años es el denominado criterio ABC, que permite clasificar eventos según nueve modelos diferentes. Sobre este criterio se han desarrollado algunos métodos que implementan clasificaciones automáticas, basándose en relaciones de tensiones y el cálculo de índices que las caracterizan. Sin embargo, los mismos cometen errores de clasificación en determinadas condiciones de falla, lo cual reduce su fiabilidad en situaciones reales (Strack et al., 2018).

En este trabajo se propone el uso de un algoritmo de clasificación de eventos automático como herramienta para detectar y determinar el tipo de evento a fin de asistir a la toma de decisiones para la aplicación de las correcciones. Este algoritmo muestra un desempeño mejor al de otros métodos desarrollados en el pasado (Strack et al., 2018), y es factible de implementar en sistemas de análisis y/o monitoreo de energía en tiempo real. Este algoritmo sirve como herramienta en el diagnóstico y registro de fallas, para la posterior elaboración de estadísticas y/o la intervención sobre la red para la mejora de la calidad de la energía.

#### EL CRITERIO DE CLASIFICACIÓN ABC

Este criterio de clasificación se destaca por la variedad de tipos de eventos predefinidos que contiene y por su capacidad para describir la propagación de eventos a través de transformadores de potencia. El criterio ABC define siete tipos de huecos de tensión (tipos A-G) (Bollen & Gu, 2006), y posteriormente fue extendido en el trabajo de (Ignatova, 2009) con dos tipos de huecos y sobretensiones (tipos H e I). Las características de los modelos empleados facilitan la vinculación entre el tipo de evento y la falla que lo originó. Cada uno de los modelos se define a través de una serie de ecuaciones, que se encuentran tabuladas en la bibliografía específica.

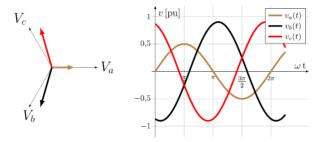


Figura 2. Ejemplo de evento tipo D. Nótese que la diferencia de ángulo entre las fases no es 120º, y las amplitudes son diferentes.

#### ALGORITMO DE CLASIFICACIÓN PROPUESTO

Para que el criterio de clasificación sea útil, debe ser factible de implementarse en forma automática. Por tal razón, se propone realizar la clasificación mediante un algoritmo que compara los valores absolutos de las secuencias de las tensiones fundamentales medidas durante el evento con las secuencias derivadas de un modelo analítico de cada tipo de evento. Esta comparación se hace mediante el cálculo del error cuadrático medio entre las mediciones y los modelos, determinando cuál es el tipo de evento que mejor se ajusta a la realidad (Fig. 3).

#### Medición de tensiones de fase y cálculo de las componentes simétricas

El primer paso para clasificar un evento es adquirir las magnitudes de las tensiones de fase de la red trifásica y estimar las componentes de tensión fundamentales. Pero el valor de éstas por si solo no es suficiente, por lo que es necesario obtener información adicional, a través de un procedimiento conocido como descomposición en componentes simétricas. Este proceso permite interpretar la terna de tensiones trifásicas desbalanceadas como la suma de tres ternas balanceadas diferentes, conocidas como secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero. La secuencia positiva tiene relación directa con la transferencia de energía desde el generador al usuario, mientras que la secuencia negativa es una medida del desbalance y por lo tanto, de la ineficiencia del sistema (Bollen & Gu, 2006). Por su parte, la componente de secuencia cero de la tensión fundamental es una medida del desbalance producido durante una falla asimétrica en una red con neutro aislado. El cómputo de estas componentes puede hacerse de diversas formas,



aunque lo más aconsejable es hacerlo mediante un algoritmo de detección de secuencias, tal como se propone en (Carugati, 2016).

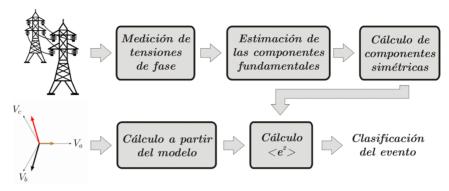


Figura 3. Esquema de funcionamiento del algoritmo de clasificación propuesto.

#### Cálculo de las componentes simétricas a partir del modelo

Una vez obtenida la información de la red eléctrica, es necesario hacer la comparación contra los modelos definidos en el criterio ABC. Para ello, se computan las ecuaciones correspondientes, obtenidas aplicando la transformada de Fortescue a las expresiones analíticas del modelo de clasificación ABC (Bollen & Zhang, 2003) (Ignatova, 2009), las cuales se resumen en la Tabla I. Como puede verse, los valores de la tabla se calculan a través de los parámetros de tensión de prefalla promedio entre las tres fases (E), esto es, la magnitud de tensión antes de que ocurra el evento en sí, y la amplitud del mismo (h). Dentro del algoritmo de clasificación propuesto se incluye la estimación de E conforme a la tensión de referencia deslizante propuesta en el estándar IEC 61000-4-30 y adoptada por IEEE 1564.

$$U_{sr(n)} = 0.9967 \cdot U_{sr(n-1)} + 0.0033 \cdot U_{(10/12)rms}$$
 (1)

Por otro lado, el parámetro h se estima como el cociente h = V/E, donde V es la tensión en la fase fallada o entre las fases falladas durante el evento, también llamada tensión retenida. Ésta se puede estimar como la menor de las seis tensiones RMS fundamentales (tres de fase y tres de línea escaladas por un factor de  $\sqrt{3}$ ) de acuerdo a la ecuación:

$$V = min \left\{ |V_{a}|, |V_{b}|, |V_{c}|, \frac{|V_{ab}|}{\sqrt{3}}, \frac{|V_{ac}|}{\sqrt{3}}, \frac{|V_{bc}|}{\sqrt{3}} \right\}$$
 (2)

Tipo	V <sub>o1</sub>   [pu]	V <sub>+1</sub>   [pu]	V <sub>-1</sub>   [pu]
Α	0	Eh	0
В	E(1-h)/3	E(2+h)/3	E(1-h)/3
С	0	E(1+h)/2	E(1-h)/2
D	0	E(1+h)/2	E(1-h)/2
E	E(1-h)/3	E(1+2h)/3	E(1-h)/3

Tipo	V <sub>o1</sub>   [pu]	V <sub>+1</sub>   [pu]	V <sub>-1</sub>   [pu]
F	0	E(1+2h)/3	E(1-h)/3
G	0	E(1+2h)/3	E(1-h)/3
Н	E(1-h)	Е	0
l*	$2E\left(1-\left(3+\sqrt{4h^2-3}\right)/4\right)$	E	0
l**	E/2	$E(1/2+h/\sqrt{3})$	$E(1/2-h/\sqrt{3})$

Tabla I. Ecuaciones para calcular los parámetros de las componentes simétricas a partir de los modelos y la estimación de h y E. Nótese que el tipo de evento I se puede definir de dos formas, según si h es mayor o menor que  $\sqrt{3}/2$ .

#### Cálculo del error cuadrático medio y clasificación del evento

Una vez calculadas las componentes simétricas tanto del modelo como del evento real, se propone calcular el error cuadrático medio para cada tipo de evento definido en el criterio ABC, y de esta forma determinar cual es el tipo de evento más probable.

$$e^{2} = (|\hat{V}_{01}| - |V_{01}|)^{2} + (|\hat{V}_{+1}| - |V_{+1}|)^{2} + (|\hat{V}_{-1}| - |V_{-1}|)^{2}$$
(3)

Se puede observar que a partir de la expresión del error cuadrático y los datos de la Tabla I que en el caso particular de los eventos tipo C y D, las secuencias son calculadas con la misma expresión, al igual que ocurre con los eventos F y G. En ambos casos, el error cuadrático calculado será el mismo, por lo que la discriminación entre uno y otro se hace determinando el número de fases afectadas de acuerdo a la mínima tensión RMS con la cuál se obtuvo la tensión V. Si



la tensión mínima es una tensión de fase, entonces el evento es D o F (una sola fase afectada). Por el contrario, si la mínima tensión es una tensión de línea, entonces el evento es tipo C o G. La capacidad de discernimiento de eventos se ha evaluado en el trabajo de (Strack et al., 2018), mediante un análisis de error considerando todas las combinaciones posibles de intensidades del evento y de tensiones de prefalla, verificándose que el algoritmo distingue los diferentes tipos de eventos entre sí sin cometer errores.

#### **RESULTADOS OBTENIDOS**

Para poder verificar el comportamiento del algoritmo, se muestra a continuación una serie de ensayos realizados con datos reales adquiridos de la red eléctrica. En la Fig. 4 se observa un evento simétrico adquirido de la red eléctrica de baja tensión. Antes del evento el algoritmo de clasificación determina que la red se encuentra en estado normal (N), ya que las tensiones RMS se encuentran en el rango de valores 0.9Un<U<1.1Un, donde Un es la tensión nominal (220Vrms en este caso). Una vez transcurrido el transitorio inicial, el algoritmo de clasificación determina que ha acontecido un evento simétrico (tipo A), es decir, que afecta por igual a las tres fases. Este tipo de evento puede señalar, por el perfil del valor RMS, que se ha conectado un motor trifásico asincrónico de elevada potencia en relación a la potencia de cortocircuito de la red. Al finalizar el evento, se produce un breve transitorio durante la recuperación, e inmediatamente después el algoritmo vuelve a indicar la condición normal.

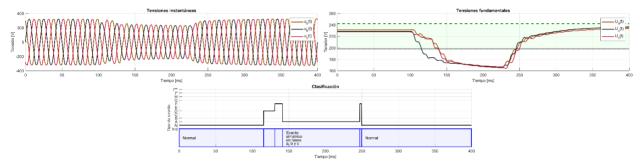


Figura 4. Evento simétrico adquirido en una red de baja tensión. Tensiones instantáneas (arriba), tensiones fundamentales (centro) y clasificación con el algoritmo propuesto.

En la Fig. 5 se observa un evento asimétrico que afecta principalmente a la fase c (tipo D y F). Estos tipos de eventos no tienen un origen primario, sino que son consecuencia de la propagación a través de transformadores de potencia, de eventos originados a otros niveles de tensión. Existen dos posibilidades para estos eventos. Una es que se trate de un evento tipo B (evento asimétrico con principal caída en una de las tres fases) propagado a través de transformadores que eliminan la componente homopolar, y la otra es que sea un evento tipo C (evento asimétrico con principal caída en dos de las tres fases) propagado a través de transformadores que convierten tensiones de línea en tensiones de fase o viceversa. El algoritmo determina que primero tuvo lugar el evento tipo D y luego de aproximadamente 4 ciclos de red se convirtió en un tipo F. La diferencia entre ambos reside en la existencia o no de componente homopolar, la cual fue cambiando durante la evolución del mismo. Finalmente, durante la recuperación de la terna, el evento se transforma en un evento asimétrico con principal caída en las fases a y c (tipo G), que tampoco tienen un origen primario.

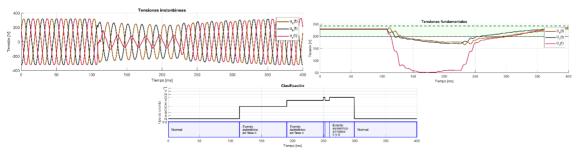


Figura 5. Evento asimétrico adquirido en una red de baja tensión. Tensiones instantáneas (arriba), tensiones fundamentales (centro) y clasificación con el algoritmo propuesto.



Por último, en la Fig. 6 se observa un evento asimétrico que afecta principalmente a las fases a y b (tipo G). No tiene un origen primario, sino que, en principio y sin tener en cuenta otros efectos, podría ser el resultado de la propagación de un evento tipo E a través de transformadores que eliminan la componente de secuencia cero. Se observa que a pesar de tratarse de un evento de poca amplitud (entre el 85% y 90% de la tensión nominal), el algoritmo es capaz de clasificarlo y determinar las fases afectadas en forma automática. Incluso puede observarse que durante la recuperación del evento las fases a y b adquieren un valor ligeramente superior a 0,9U<sub>n</sub> (entre 165ms y 195ms), y el algoritmo identifica que el evento se ha extinguido y que la red opera en modo normal.

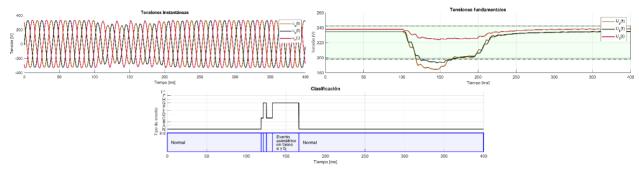


Figura 6. Evento asimétrico adquirido en una red de baja tensión. Tensiones instantáneas (arriba), tensiones fundamentales (centro) y clasificación con el algoritmo propuesto.

#### CONCLUSIONES

La calidad de la energía eléctrica se ha convertido en una cuestión prioritaria en las redes eléctricas modernas, debido a su relación directa con los costos de la energía, el mantenimiento, y la ocurrencia de fallas. Dentro de la amplia gama de fenómenos que afectan a la calidad de la energía se destacan los eventos de tensión, lo cuales están asociados a diversos orígenes y que tienen consecuencias varias, como la caída de sistemas informáticos, la desconexión de contactores y elementos de protección y la desconexión de sistemas de inyección de energía a la red, entre otras cosas. Por estos motivos, la detección de eventos y su correcta clasificación en forma automática son herramientas que pueden ayudar a la toma de decisiones tendientes a la mitigación del evento en sí o a la intervención a largo plazo sobre la red. El algoritmo presentado en este artículo permite hacer este trabajo adquiriendo las magnitudes de las tensiones de la terna trifásica, calculando las magnitudes de las componentes simétricas fundamentales a partir de ellas y evaluando la similitud respecto de una serie de modelos matemáticos predefinidos. Los resultados obtenidos demuestran que el algoritmo logra discernir entre nueve modelos de eventos diferentes, que cubren en forma general todos los tipos de fallas simétricas y asimétricas que pueden ocurrir en la red. A partir de esta clasificación, se pueden identificar las posibles causas, lo cual sirve tanto para generar acciones de mitigación de la falla o fuente causante del evento, como para elaborar estadísticas de eventos que sirvan para proyectar intervenciones a largo plazo. El algoritmo ha sido evaluado intensivamente con eventos adquiridos de la red eléctrica de distribución en baja tensión.

#### **REFERENCIAS**

- Bollen, M.H.J. & Zhang, L.D., 2003, Different methods for classification of three-phase unbalanced voltage dips due to faults, Electric Power Systems Research, Elsevier B.V., Amsterdam.
- Bollen, M.H.J. & Gu, I.Y.H., 2006, Signal processing of power quality disturbances, Wiley-IEEE Press, New Jersey.
- Carugati, I., Orallo, C.M., Donato, P.G., Maestri, S., Strack, J.L. & Carrica, D., 2016, Three-Phase Harmonic and Sequence Components Measurement Method Based on mSDFT and Variable Sampling Period Technique, IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, IEEE, New York.
- Ignatova, V., 2009, Methodes d'analyse de la qualité de l'énergie électrique. Application aux creux de tension et á la pollution harmonique, Ph.D. Thesis, Universite Joseph Fourier.
- Strack, J.L., Carugati, I., Orallo, C.M., Donato, P.G., Maestri, S.O. & Carrica, D.O., 2018, Analysis of Drawbacks and Constraints of Classification Algorithms for Three-Phase Voltage Dips, International Review of Electrical Engineering (IREE), Praise Worthy Prize, Roma.
- Strack, J.L., Carugati, I., Donato, P.G., Maestri, S.O., Di Mauro, G.F. & Carrica, D.O., 2018, Algoritmo de clasificación de eventos de tensión trifásicos basado en la transformada de Fortescue, IEEE Argencon 2018, Tucumán (Argentina).



## CASO DE ÉXITO, DESPLIEGUE, MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE DATOS DE SMART METERS EN REDES BT, PROYECTOS CLEAN-UP (PLC-PRIME)

Jesús Muñoz Bravo, Director Técnico/Comercial, Arkossa Smart Solutions

**Resumen:** Nuevas metodologías de trabajo en las áreas de despliegues masivos, adaptación del personal y entrenamiento de estos a las nuevas tecnologías, nuevas herramientas y software en dispositivos móviles con sistemas operativos Android (movilidad), sistemas MDC, MDM y MDA, Software de Big Data aplicados a la gestión, análisis, operación y mantenimiento de la nueva medida inteligente en uso residencial, detección y solución de problemas en las comunicaciones PLC (PRIME) en redes de BT.

**Palabras clave:** Despliegues Masivos, Herramientas, Sistemas, Big Data, MDC, MDM, MDA, Operación y Mantenimiento, PLC, PRIME

#### INTRODUCCIÓN

Las tecnologías Power Line Communication (PLC) permiten establecer una red de comunicación entre los diferentes elementos que conforman las redes de distribución eléctrica, proporcionando información de forma precisa, detallada y en tiempo real de multitud de parámetros. Esta tecnología es una herramienta con potencial para alcanzar una Smart Grid, una red que pueda totalizar las acciones de todos sus integrantes, proporcionando una completa interconexión que asegure un sistema energético eficiente, sostenible, de gran calidad y con bajas pérdidas. No obstante, las redes eléctricas de baja tensión no están diseñadas para las transmisiones de comunicaciones. En ellas se generan una serie de problemas que interfieren en la transmisión de la onda portadora y en la comunicación final de la información. Esos problemas son atenuaciones en la potencia de la señal, variaciones con la impedancia, multicamino y condiciones desfavorables de ruido.



Figura 1. Arquitectura Red Smart Grid.

#### **DEFINICIÓN DE LA NECESIDAD**

Más allá de las incidencias derivadas de las características físicas de las redes de baja tensión y los equipos conectados a ellas, hay otras circunstancias que inhiben la comunicación. Entre ellas nos podemos encontrar con problemas de



hardware o firmware de los contadores o los concentradores, programación de parámetros inadecuados, conexiones fraudulentas, etc.

Para el despliegue de la comunicación a través de la red en la distribuidora eléctrica, en adelante distribuidora, se ha empleado la tecnología PLC a través del protocolo específico de comunicación PRIME (Evolución de Medición Inteligente Powerline). Este protocolo opera en la banda A definida por CENELEC, en concreto entre 42 KHz y 90 KHz. Como principal ventaja cabe destacar que es un protocolo abierto por lo que permite la interoperabilidad entre equipos de distintos proveedores.

La red de baja tensión de la distribuidora presentaba problemas de comunicación entre algunos contadores de telegestión y sus correspondientes concentradores, además de otros problemas ocasionados por versiones de firmware obsoletas, elementos sin conexión, configuraciones inadecuadas, etc. Con el fin de dar soporte y solución a esas incidencias surge el proyecto de "Clean up y optimización de redes PLC PRIME en campo", entre la distribuidora y la empresa Arkossa Smart Solutions S.L., en adelante Arkossa.

#### DISEÑO DE LA SOLUCIÓN

En Arkossa se han tratado los datos proporcionados por la distribuidora con la herramienta de "Big Data" propia, Smart Finder, determinando una lista de puntos objetivo-susceptibles de actuación.

Un equipo técnico especializado es el encargado de ejecutar los trabajos de Back Office para configurar y actualizar en remoto los distintos equipos de la red. Paralelamente, una brigada de campo formada por dos técnicos de Arkossa es la encargada de diagnosticar y documentar in situ los problemas de los puntos designados gracias a las herramientas de Arkossa diseñadas para tal fin.

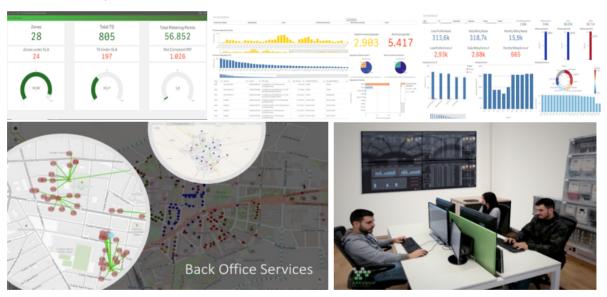


Figura 2. Sistema Smart Finder y centro de control (Back Office).

Los técnicos de campo van equipados con las herramientas homologadas específicas de Arkossa para las labores de "Clean UP": Noise, Smart Box, y Arkoworker; una aplicación de lectura, programación y actualización de contadores, de forma local mediante sonda óptica Bluetooth, desde smartphone o tablets Android. Adicionalmente se emplea la herramienta de análisis y gestión de partes de trabajo ArkoPath, que permite la resolución de cualquier situación en un tiempo más bajo que la media además de recopilar todos los datos imprescindibles para posteriormente poder realizar los informes de operaciones.





Figura 3. Técnicos especializados y herramientas de campo desarrolladas por Arkossa.

En base al contrato firmado entre distribuidora y Arkossa, este se cierra cuando se alcancen unos indicadores o SLA determinados. Por un lado, es necesario alcanzar una telegestionabilidad o disponibilidad de los equipos superior al 70% diario, y por otro lado, el porcentaje de lecturas diarias de todos los contadores de telegestión debe ser igual o superior al 95%.

#### DISTRIBUIDORA, SITUACIÓN DE PARTIDA

El despliegue de elementos de telegestión por parte de la distribuidora comenzó en el año 2012 y perdura hasta la actualidad. Inicialmente el parque contaba con un total de 87 concentradores de datos y con 15246 contadores. La fecha de fabricación de los diferentes equipos oscilaba entre el año 2012 hasta la actualidad. De ellos, el 97,3% eran contadores de telegestión tipo 5, principalmente de las marcas Sagemcom, ZIV y Landis & Gyr.

Se carece de datos de disponibilidad de los equipos, respecto a las comunicaciones PLC al inicio del proyecto. Esto se debe a que los concentradores carecían de esta funcionalidad por diversos motivos tales como hardware o firmware obsoleto, ausencia de programación de tareas, etc. No obstante, sí se dispone de información relativa a las curvas horarias y a los cierres diarios que presentaban valores de 72,7% y 75,5 %, respectivamente.

#### **CONCENTRADORES DE DATOS**

Los concentradores de datos son los elementos encargados de gobernar la red PRIME vía PLC en cada centro de transformación (CT). Por un lado, a través de ellos se recibe la información enviada por los contadores relativa a cierres diarios, cierres mensuales, curvas de carga, eventos, etc. Por otro lado, los concentradores son los encargados de canalizar y ejecutar las peticiones y ordenes que se solicitan a través del sistema de telegestión (STG) o bien desde la propia interfaz web del concentrador. Estas peticiones pueden ser aperturas y cierres de ICP, programación de contratos, modificación de potencias, etc. Los concentradores guardan la información solicitada en su memoria interna y, también remiten la información a través de archivos con formato xml que son depositados en el servidor FTP que tengan configurado.

Los concentradores integran un contador denominado Supervisor de Baja Tensión (SBT) cuya finalidad es la de totalizar la energía que sale del CT con destino a los puntos de suministro. Con la información obtenida del SBT y de los distintos contadores que cuelgan del CT se puede realizar un balance energético y determinar las pérdidas de energía del centro en cuestión. Los balances de energía son cálculos de importancia crítica para cualquier distribuidor y gestor de la red eléctrica ya que, además de la obligatoriedad legal del cálculo, proporcionan información acerca de las pérdidas técnicas de la red y son, entre otras, un primer indicio para el diagnóstico de pérdidas no técnicas de energía (fraude).



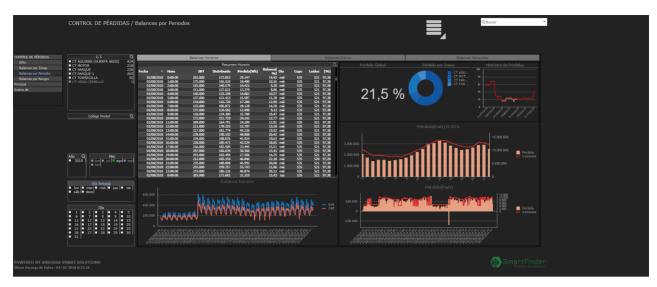


Figura 4. Módulo de balances herramienta Smart Finder.

En el caso de la distribuidora, tras un análisis exhaustivo de los 87 concentradores de datos con la herramienta SmartFinder de Arkossa, se determinaron varias anomalías sobre las que era necesario actuar.

#### **CONTADORES DE TELEGESTIÓN**

Los contadores de telegestión están compuestos por un elemento de telecomunicaciones, el modem PLC, y por un elemento de medida, contador de energía eléctrica. Ambos elementos electrónicos poseen su propio firmware independiente por lo que deben ser actualizados separadamente.

De ser factible la actualización de los contadores, en cada una de sus vertientes, es necesario seguir los pasos marcados por el fabricante para evitar que se produzca un fallo crítico durante el proceso que, por lo general, desemboca en la pérdida operativa del contador. Es muy habitual que la actualización se realice en varias etapas, pasando por cada una de las versiones intermedias antes de instalar la última versión que el equipo pueda soportar. Es importante tener en cuenta la posibilidad de que los equipos con versiones muy antiguas no admitan actualizaciones, es más, muchos fabricantes dejan de dar soporte y aconsejan la retirada de los equipos obsoletos.

En el caso de la distribuidora, los contadores de telegestión habían sido adquiridos desde el año 2012. Desde su despliegue hasta el comienzo del proyecto con Arkossa, los equipos no habían sido actualizados a las diferentes versiones que los fabricantes habían desarrollado e implantado.

Tras el análisis de los contadores de telegestión de la distribuidora con la herramienta SmartFinder, se determinaron las siguientes incidencias, que tras la labor de Arkossa quedaron resultas:

- Un 42,44 % del total de contadores de telegestión presentaban una versión PRIME obsoleta
- Un 49,68 % del total de contadores de telegestión con versión DLMS obsoleta

#### INVENTARIO DE EQUIPOS

El estado del inventario de cualquier distribuidor y gestor de la red eléctrica es de vital importancia. Un inventario desactualizado provoca errores en al cálculo de los balances de energía, además de pérdidas económicas por errores de facturación. Asimismo, una red bien inventariada facilita acciones de campo eficaces ahorrando costes operacionales. En el caso de la distribuidora aplicando la herramienta SmartFinder se han detectado:

- Puntos de suministro sin CT asignado
- Puntos de suministro con CT asignado equivocado
- Punto de suministro inventariados con direcciones incorrectas
- Contadores sin C.U.P.S. asociado



#### **OPERACIONES REALIZADAS**

Acciones realizadas desde la sede de Arkossa a través de la conexión de la red privada virtual (VPN) facilitada por LA DISTRIBUIDORA. Estos trabajos son primordiales para la correcta funcionalidad de la red PLC PRIME. Engloban la actualización de firmware de los diferentes elementos que integran la red, la programación optimizada de tareas en concentradores, la verificación de la funcionalidad de los equipos, etc.

#### Intervención en concentradores

Desde Arkossa se ha actuado en los concentradores de la distribuidora realizando las siguientes acciones:

- Actualización de firmware: Se han implementado una actualización reciente y mejorada en un total de 70 concentradores. En el caso de los concentradores Sagemcom, la actualización incorpora nuevas estadísticas de comunicaciones PLC que representan gráficamente el desempeño del concentrador y contadores en periodos de 24 horas. Esta información es de elevada utilidad para el diagnóstico de los diferentes problemas en campo, tales como ruido y otros elementos. Además de eso, el firmware instalado está desarrollado en base al Companion V1.7, por lo que es compatible con STGs y contadores con ciberseguridad incorporada.
- Programación optimizada de tareas: En Arkossa, después de un estudio minucioso de la red, se ha elaborado una lista de tareas necesarias para el control y el conocimiento del estado de la red, así como de los parámetros de facturación. Se han eliminado las tareas anteriores en todos los concentradores y se han reprogramado las nuevas en base a un orden de prioridad y siguiendo un cronograma optimizado para garantizar una red PLC operativa. Esta operación se ha realizado en los 87 concentradores de partida y en los nuevos instalados hasta la fecha.

#### Trabajos en campo

Engloban todas las actuaciones realizadas in situ para la resolución de los problemas de comunicación en la totalidad de la red PLC de la distribuidora. Desde los servicios centrales de Arkossa se ha empleado la herramienta de análisis ArkoPath para determinar los puntos objetivos de actuación dentro de la red de cada uno de los CTs. Una brigada de campo formada por dos técnicos especializados, entrenados en el diagnóstico y resolución de anomalías en las redes PLC, ha sido la encargada de desplazarse a cada uno de los puntos designados para evaluarlos. Los técnicos van equipados con las herramientas especialmente diseñadas por Arkossa para tal fin: el Noise, SmartBox, sonda óptica y los softwares desarrollados para el manejo de los equipos y el análisis de la información recabada, Arkoworker y ArkoPath.

Se ha registrado y documentado toda la información relativa a la intervención en cada punto (precintos retirados, precintos repuestos, registro de espectros de señal PLC, registros fotográficos, geolocalización y transcripción de la situación encontrada y la solución ejecutada o planteada en cada caso). Esa información es depositada en un servidor seguro donde posteriormente se ha procesado para elaborar un informe por cada centro de transformación. Cada uno de los informes ha sido remitido a los responsables del seguimiento del proyecto para su aprobación una vez finalizadas las tareas de "clean up" en la red del CT.

#### **DISTRIBUIDORA, SITUACIÓN FINAL**

Tras la finalización del proyecto, en la distribuidora se siguen aumentando el parque de contadores de telegestión, bien sea para terminar el despliegue, bien para sustituir equipos de telemedida o bien para reponer los equipos averiados que se han diagnosticado durante el proyecto. Actualmente en la distribuidora se dispone de 15477 contadores de telegestión. También ha aumentado el número de concentradores hasta alcanzar la cifra de 103 unidades.

La disponibilidad media actual del parque de contadores es del 95,6%. Por otro lado, las lecturas de la curva horaria y del cierre diario han ascendido a valores de un 97,1% y 97,9%, respectivamente.

#### **CONCLUSIÓN**

La actividad desarrollada durante el proyecto ha provocado mejoras evidentes en la telegestionabilidad de la red PLC de la distribuidora, llegando a valores muy superiores de eléctricas con recursos muy superiores. A la finalización del Proyecto los parámetros obtenidos son:

Tiempo medio de disponibilidad del parque del 95,6%



- Incremento de 24,4 puntos porcentuales en la lectura remota de las curvas horarias de los equipos, alcanzando un porcentaje total del 97,1 %

Desde un punto de vista general, tomando en consideración desde los elementos de generación hasta el más mínimo dispositivo demandante de energía, se puede afirmar que la red eléctrica es un sistema altamente cambiante, se ve afectada por picos de demanda, factores climatológicos, etc. De la misma manera las redes de comunicación PLC son sistemas en constante evolución y restructuración. En base a ello, es totalmente irreal pretender alcanzar la plena lectura y operatividad de los equipos que la conforman. Cualquier valor superior al 70% en lo que a disponibilidad respecta y, superior al 95% en valores de lectura de curvas horarias y cierres diarios, es un resultado altamente satisfactorio.

A la finalización del proyecto existen puntos donde se ha determinado la necesidad de intervención por parte de la distribuidora y que todavía no han podido ser ejecutados. Una vez acometidos los trabajos cabe esperar una ligera mejoría en los buenos resultados obtenidos hasta la fecha.



## PROYECTO MONICA, SENSORIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Roberto Martínez, Jefe de Pproyecto, Ormazabal Eduardo Fontecha, I+D, Ormazabal

**Susana Carillo**, Responsable de Living Labs y Directora del Proyecto Monica, Endesa Distribución Eléctrica **Javier Leiva**, Jefe de Proyecto, Endesa Distribución Eléctrica

Resumen: Con el proyecto MONICA se pretende dar un gran salto hacia el futuro de las redes inteligentes capturando una gran cantidad de datos del centro de transformación y haciendo una monitorización y uso de información en tiempo real, tanto en MT como en BT, que permitirá tanto tomar decisiones correctas y a tiempo sobre la operación de la red, como realizar balances de energía para cálculo de pérdidas tanto técnicas como no técnicas, optimizando con ello todo el modelo energético actual. Para la captación de dichas medidas en el CT se han desarrollado equipos de medida y sensorica adaptados a las necesidades de este proyecto, en precisión, conectividad y versatilidad en la información. Para conseguir el mayor número de datos, el proyecto ha contado con un laboratorio excepcional, único, real y a gran escala, Smartcity Málaga. Por otro lado, el proyecto ha contado con sistemas big data, el desarrollo de estimadores de estado y aplicaciones en los sitemas para, con la información recibida desde los CTs mejorar la eficiencia, control del efecto de generación distribuida y del coche eléctrico, gestión de activos y conocimiento del estado preciso de la red.

Palabras clave: Coche Eléctrico, Generación Distribuida, Sensorización, Estimador de Estado, Eficiencia, Big Data

#### INTRODUCCIÓN

Actualmente uno de los retos más importantes en el mundo de la distribución eléctrica es la eficiencia energética y la integración de los nuevos actores en la red eléctrica, la generación distribuida y los coches eléctricos.

El proyecto MONICA (MONItorización y Control Avanzado de las redes MT/BT) focaliza sus actividades de I+D+i en el Reto Social de Energía segura, eficiente y limpia, buscando el desarrollo de un nuevo modelo energético sostenible y eficiente (para luchar de forma activa contra el cambio climático), desarrollando un modelo competitivo de nuevo mercado de la energía y, por supuesto, mejorando la calidad del servicio y la relación oferta-demanda del mercado asegurando que todos consumimos y usamos la energía de una manera más eficiente y rentable.

#### **DESCRIPCIÓN**

Para la realización de este proyecto se ha utilizado una red real de Endesa ubicada en Málaga, Smartcity, con lo que los resultados obtenidos pueden ser extrapolables a cualquier red de distribución de MT. Por lo que el escenario de prueba es inmejorable.

En concreto se ha contado en el proyecto con:

- 2 Subestaciones AT/MT
- 56 Centros de Transformación MT/BT
- organizados en 2 anillos
- Sensorización total y parcial:
  - o 34 CT con sensores en el lado de MT del transformador
  - o 34 CT con sensores en el lado de BT del transformador
  - o 15 CT con sensores en las celdas de MT de entrada/salida de línea
  - o 15 CT con sensores en las cabeceras de línea de BT
- 15.000 usuarios finales aprox





Figura 1. Área Smart City.

El proyecto MONICA centra sus esfuerzos en:

- 1. Diseño y despliegue de sensores y equipos de medida, automatización y control en los centros de transformación MT/BT.
- 2. El desarrollo de un Estimador de Estado de media y baja tensión que utilizará en tiempo real toda la información de la red inteligente, Smart Meters incluidos, para mejorar la operación del sistema.
- 3. Incorporar a los DMS (Distribution Management Systems) aplicaciones que aprovechen al máximo toda la información proporcionada por el Estimador de Estado para poder avanzar en el desarrollo de estrategias para el mantenimiento predictivo y preventivo, en aplicaciones avanzadas de back-office, etc.
- 4. Dar un salto cualitativo en los sistemas de gestión de la medida eléctrica (Meter Data Management), incorporando funciones de tratamiento en tiempo real combinadas con el tratamiento actual que realizan los diferentes sistemas de mercado para posibilitar el aprovechamiento de las mismas infraestructuras que ya están incorporando la mayoría de las Smartgrids.

El proyecto Monica es muy amplio por lo que este trabajo se centrará principalmente en la descripción detallada y despliegue real del equipamiento utilizado en los Centros de Transformación para la captación de las medidas necesarias.

#### Sensorización

El punto de partida para poder realizar la gestión de la red de MT y BT optima, es contar con la monitorización de las medidas, tanto de MT como de BT, en los centros de transformación. Para realizar esto, en los CTs que integran el proyecto Monica se han diseñado e instalado sensores y equipos de medida adecuados en precisión, conectividad y versatilidad de la información, en diferentes puntos del CT.

El modo de envío de la información y los datos que se envían son fundamentales para que funcione todo el sistema. En este proyecto, una vez analizadas varias alternativas, las medidas se mandan en IEC-104 perfil Endesa cada 5 minutos. De esta manera se utiliza el mismo protocolo y comunicaciones que en otros sistemas de la compañía, integrándose en sus sistemas sin desarrollos complejos y pudiéndose utilizar tanto para algoritmos en tiempo real, alarmas Estimador de estados etc., como para hacer balances de energía.



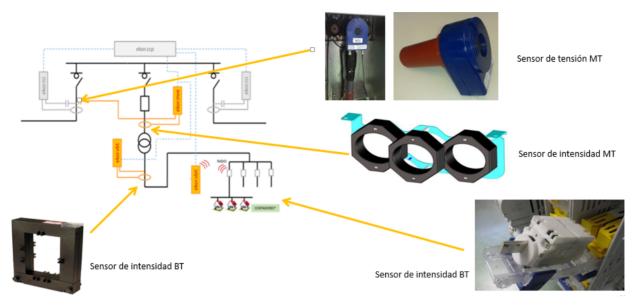


Figura 2. Sensórica instalada en los centros.

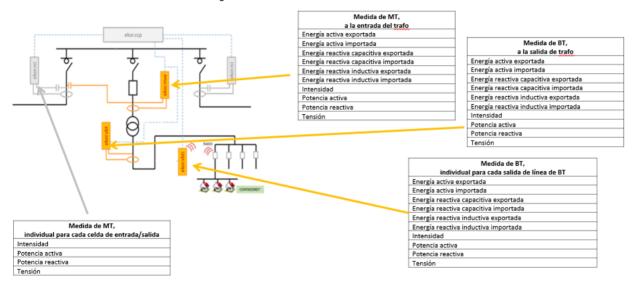


Figura 3. Medidas enviadas.

El número de medidas enviadas desde cada CT es entre 100 y 600, dependiendo del tipo de CT, cada 5 minutos. Por lo que el canal de comunicaciones es fundamental.

#### Equipo de medida de energía de MT

El reto más importante fue el diseño equipo de medida de energía de MT, instalado en la entrada del transformador, capaz de recibir las señales de tensión desde un sensores de MT y de unos toroidales, ambos instalados en las celdas de MT, y enviar las medidas de V,I,P,Q,E+,E-,Q1,Q2,Q3,Q4, a la remota del centro mediante comunicaciones.



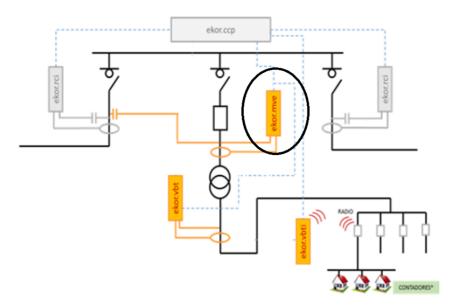


Figura 4. Equipo de medida de MT.

#### Comunicación con los sistemas de Endesa

Una vez obtenida la información de las medidas se deben enviar a los sistemas de Endesa. En este punto nos encontramos con dos tipos de CTs, los centros telemandados, es decir que tenían una remota ya instalada en el centro y los centros no telemandados, no tenían remota instalada. Por lo que se tuvo que resolver de distinta manera cada tipo de CT.

En los centros telemandados se utilizó la remota existente para el envío de las medidas. En los centros no telemandados se diseño un armario que incluía una miniRTU que concentra la información de las medidas de los equipos y la envía a los sistemas de Endesa.

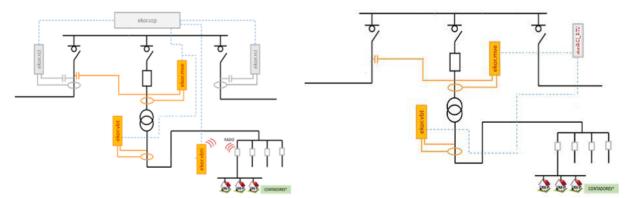


Figura 5. Centros telemandados.

Figura 6. Centros NO telemandados.

#### Diseño de los equipos auxiliares, instalación y puesta en marcha de la solución

Otro punto importante fue el diseño de los equipos auxiliares para instalar los equipos de medida de energía de MT. Se tuvieron que diseñar distintos tipos de armarios dependiendo del tipo de CT en el que iba a ser instalado. El objetivo fue el diseño de un armario base al cual se le añadirían equipos de medida y comunicaciones dependiendo de la funcionalidad necesaria.

El despliegue de estos armarios se realizó en 34 CTs tanto telemandados como no telemandados. Verificando su montaje, las interconexiones entre todos los equipos, las medidas locales y las medidas en los sistemas de Endesa.







Figura 7. CT Canarias.

#### **RESULTADOS**

Como resultado del proyecto se ha conseguido monitorizar los centros de transformación tanto de MT como de BT con muchas más medidas de las que se captan actualmente en cualquier CT, enviando la información necesaria a los sistemas de Endesa en tiempo real para poder ejecutar el estimador de estado desarrollado tanto en MT como en BT. Utilizando satisfactoriamente sistemas de big data, obteniendo una monitorización avanzada de la MT y la BT con la que se están realizado tanto los análisis de pérdidas, técnicas y no técnicas, como control en tiempo real del estado de los CTs. Abriendo la puerta a la generación de aplicaciones para mejor la eficiencia, control del efecto de generación distribuida y del coche eléctrico, gestión de activos y conocimiento del estado preciso de la red de MT y BT.

#### **CONCLUSIONES**

Con el desarrollo realizado se da un paso más en la mejora de la información obtenida en los centros de transformación, que servirá para que la compañía pueda mejorar y optimizar las redes de Media y Baja Tensión, y en general permitirá poder ofrecer mejores soluciones y servicios a los clientes. Contribuyendo en gran medida a la mejora del Sistema de Media y Baja Tensión, y sirviendo como base para el desarrollo de aplicaciones capaces de mejorar la funcionalidad del sistema y su seguridad, anticipándose a posibles incidentes y optimizando la gestión de la red para afrontar los nuevos retos, como el vehículo eléctrico, la generación distribuida, o la mejora de la eficiencia energética.



## APLICACIÓN DE BIG DATA Y DATA ANALYTICS AL MODELO DE GESTIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN

Sergio Bustamante González, Responsable de Medida, Viesgo Distribución Rafael Minguez Matorras, Responsable de Innovación, Viesgo Distribución Hans Bludszuweit, Experto Tecnológico Estudios de Red y Smart Grids, Fundación CIRCE Laura Giménez de Urtasun, Directora Estudios de Red y Smart Grids, Fundación CIRCE

Resumen: El Smart Meter como elemento clave de las Redes Inteligentes de BT así como las técnicas Big Data y Data Analytics están posibilitando un cambio de enfoque en la detección de pérdidas no técnicas, pasando del modelo de gestión correctivo al preventivo. En este artículo se describirá un proyecto de aplicación de estas técnicas a las redes BT de Viesgo a través del Balance Energético en BT, implementado en la plataforma Big Data IDbox. Se requiere del despliegue de contadores en todas las instalaciones de BT incluyendo un totalizador por sub-redBT. En el proyecto se desarrollan algoritmos de Data Analytics que procesan la información identificando patrones en las curvas de pérdidas que facilitan la detección automatizada de anomalías. Aunque el proyecto aún no ha finalizado los primeros resultados son alentadores.

Palabras clave: Big Data, Data Analytics, Pérdidas no Técnicas, Smart Meter, Balance Energético, Baja Tensión

#### INTRODUCIÓN

La reducción de las pérdidas energéticas ha supuesto, históricamente, uno de los principales focos de atención de las empresas de distribución de energía eléctrica [1]. En este sentido, Viesgo Distribución ha desarrollado un proyecto para dar respuesta a la necesidad de cambio en la forma de gestionar las pérdidas no técnicas en las redes de distribución en BT, modernizando los métodos de trabajo gracias a las nuevas herramientas disponibles y al despliegue masivo de contadores inteligentes [2]. Las pérdidas no técnicas son ajenas a la distribución o transformación de la energía eléctrica y por lo tanto son susceptibles de eliminación. Para ello es necesario establecer unos métodos de detección que tradicionalmente se han basado en inspecciones in situ de los equipos de medida e instalaciones de conexión a la red. Este tipo de campañas de detección se han demostrado poco eficientes ya que consumen gran cantidad de recursos con resultados ciertamente discretos. Además, la detección por el método tradicional suele ser tardía y provoca un efecto correctivo en los procesos de facturación y liquidación de la energía en el mercado e implica, en muchas ocasiones, a los agentes comercializadores en el proceso de regularización. Cuando las pérdidas se producen en instalaciones sin contrato suelen ser necesarios esfuerzos adicionales en la gestión del cobro llegándose incluso a la vía judicial.

Las Redes inteligentes de Baja Tensión donde el Smart Meter adquiere un papel decisivo, las plataformas Big Data y el Data Analytics, están posibilitando la detección precoz de las pérdidas no técnicas, dando un enfoque preventivo al proceso que minimiza las pérdidas y hace innecesaria, en muchas ocasiones, la facturación complementaria, así como el resto de actividades de regularización, redundando todo ello en la eficiencia de operativa [3, 4].

Se podrá trabajar de esta nueva manera si se dispone de redes completamente equipadas con Smart Meters y de soluciones informáticas capaces de determinar de forma horaria las pérdidas energéticas. En este proyecto se han aplicado algoritmos avanzados a una muestra de clientes pertenecientes a una red real de 700.000 puntos de suministro repartidos en 12.000 sub-redes que han permitido localizar eventos significativos o patrones preestablecidos en las curvas de pérdidas, que han puesto de manifiesto la existencia de anomalías y por tanto la bondad de las soluciones adoptadas.

## **BALANCE ENERGÉTICO EN BAJA TENSIÓN**

La herramienta que ha desarrollado Viesgo para realizar el estudio energético de las redes de BT es el Balance BT (BBT). Para su aplicación a un entorno real la red eléctrica en estudio se divide en tantas sub-redes como agrupaciones de Centro de Transformación (CT), Transformador de potencia MT/BT (TR) y Nivel de Tensión (NT), existan. El BBT también es capaz de crear supra agrupaciones a nivel de Municipio, Provincia y Empresa, tal como se observa en la Figura 1.



							Energi	a (kWh)	Pérdidas				
SUBSISTEMA	EMPRESA	PROVINCIA	MUNICIPIO	СТ	TRAFO	LVC	Energía GISS	CLI - PRE	kWh	%	% ORIGEN LVC	% VALIDACIÓN	
VIESGO							174.947.153,144	172.709.097,153	2.238.055,990	1,3%	90%/1%/9%	0%/3%/1%	0
	III VIESGO						129.929.877,646	129.728.621,977	201.255,668	0,2%	94%/1%/4%	0%/3%/1%	0
		ASTURIAS					20.467.828,755	19.945.157,147	522.671,610	2,6%	94%/1%/5%	0%/2%/1%	(1)
			⊞ COAÑA				721.257,256	716.998,875	4.258,382	0,6%	93%/3%/5%	0%/0%/1%	0
				02494 - REGUERA			10.818,640	10.513,304	305,336	2,8%	100%/0%/0%	0%/0%/0%	0
					Ⅲ <u>TR1</u>		10.818,640	10.513,304	305,336	2,8%	100%/0%/0%	0%/0%/0%	0
						<u>≈</u> 400	10.818,640	10.513,304	305,336	2,8%	100%/0%/0%	0%/0%/0%	1

Figura 1. Despliegue del BBT desde la supra agrupación hasta la sub red.

De cada una de las sub-redes o supra agrupaciones se obtiene el valor de la medida o suma de medidas registradas por los equipos instalados en el lado de BT de los transformadores de potencia MT/BT (Energía GISS) y la medida agregada de los clientes conectados a esa subred (CLI-PRE).

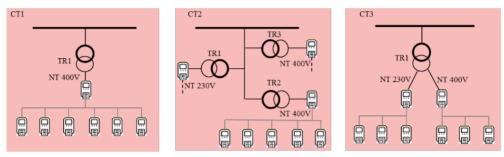


Figura 2. Configuraciones de medida de las sub redes.

El sistema, así mismo, calcula y representa gráficamente la curva de pérdidas asociada a cada sub-redo el valor agregado de las mismas para cada supra agregación. En todos los cálculos el sistema realiza los saldos de energía entre las entradas producidas por los generadores en BT y las salidas correspondientes a los consumos de clientes.

#### METODOLOGÍA DE DETECCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

El método aplicado se describe en la literatura como detección de fraude basada en clasificación y consiste según [5] en los procesos representados en la Figura 3. Así. el proyecto se ha dividido en 5 fases: (i) Segmentación de clientes, (ii) Obtención de patrones de fraude, (iii) Desarrollo de algoritmos, (iv) Prueba piloto, (v) Plan de implementación.



Figura 3. Proceso básico del método de detección de fraude basado en clasificación.

#### Segmentación de clientes

En un primer paso, se realizó una clasificación de todos los clientes conectados a la red de VIESGO, basado en la información descriptiva existente tal como la actividad (según código CNAE), tarifa y potencias contratadas o consumo medio diario (entre otras). El objetivo fue crear un repositorio donde los clientes estuviesen clasificados según una serie de propiedades comunes, que pudiesen ayudar en la identificación del origen de las anomalías detectadas. Como resultado de este ejercicio, los aproximadamente 700.000 clientes agruparon en 270 segmentos. Como se puede



observar en la *Tabla I*, la gran mayoría de los clientes (CUPS) se concentran en el grupo residencial representando más del 85% del total. Esta fase cubre preprocesamiento y extracción de características del esquema de la Figura 3.

Conjunto de Segmentos	Segmentos	CUPS
CNAE (sin grupo residencial)	155	83 000
Grupo residencial	107	610 000
Auto productores	8	430

Tabla I. Reparto de los segmentos de clientes.

La segmentación de los clientes permitió crear patrones de consumo típicos, asignando un patrón a cada segmento para cada mes del año. Por otro lado, se consultó esta clasificación para la selección de los clientes del piloto, realizada sobre los históricos del 10% de los clientes, comprobándose que la selección era representativa respecto a los segmentos creados.

#### Obtención de patrones de fraude

El segundo paso también es parte de la extracción de características y consistió en la creación de un repositorio de patrones típicos de fraude. Para ello se estudió una muestra de casos representativos detectados en la red de Viesgo entre 2015 y 2018, analizando los patrones observados en la curva de pérdidas en el BBT. En total se analizaron aproximadamente 700 casos de los cuales se extrajeron unos 100 patrones típicos. A través del CUPS de cada caso, cada patrón está relacionado con un segmento, que se obtuvo en el paso anterior. Hay patrones similares que se han observado en varios casos, por lo cual es posible que un patrón se clasifique como típico para más de un segmento. Por ejemplo, un patrón de calefacción en doble acometida puede darse en hogares con diferentes características.

#### Desarrollo de algoritmos

#### Clústering con k-means

El algoritmo empleado para crear y reconocer los patrones es el bien conocido "k-means" [6], que permite clasificar curvas de carga similares en clústeres de forma muy eficiente. Los patrones típicos se obtienen aplicando el algoritmo k-means sobre las curvas de carga de los casos reconocidos. Para obtener los patrones típicos, se clasificaron un total de 220.000 curvas diarias pertenecientes a unos 700 CUPS distintos, agrupando las curvas en 250 clústeres. De esta forma, se captan patrones similares en CUPS distintos. Cada clúster representa un patrón, pero debido al ruido en los datos, no todos los patrones que se obtienen con k-means son aplicables directamente. Es necesario filtrar los clústeres resultantes según una serie de criterios:

- Potencia media muy baja (< 5kW): Pérdidas muy bajas que se pueden confundir con las pérdidas técnicas</li>
- Potencia máxima muy elevada (> 1000 kW): Error de medida
- Número elevado de CUPS (> 50): Agrupación de curvas similares, pero no distintivos
- Pocas curvas agrupadas (<10): Patrón no repetitivo (valores atípicos)
- Distancia media elevada (> 1 p.u.): Gran variedad dentro del clúster (mucho ruido de datos)

Tras el filtrado, quedaron 101 patrones que se consideraron para su implementación en el algoritmo de detección de patrones de fraude. En la Figura 4 se muestra un ejemplo de un patrón concreto. En este clúster se agruparon 106 curvas de carga diarias (24 h) procedentes de 5 CUPS distintos. Se observa cierto ruido en los datos, pero se reconoce un perfil claro de consumos domésticos con una punta al mediodía y otra por la noche. La curva negra es el centroide del clúster y representa el patrón que se ha creado en este clúster.

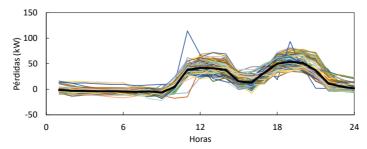


Figura 4. Ejemplo de una agrupación de curvas de carga de 5 CUPS distintos en un clúster.



De la misma forma que el algoritmo k-means se emplea para crear patrones, también sirve para detectar patrones, ya que agrupa curvas similares.

#### Análisis de curvas históricas aplicacando conocimiento de expertos

Un segundo conjunto de algoritmos se basa en la integración del conocimiento de expertos de detección de fraude, como se describe por ejemplo en [7]. Este conocimiento se ha traducido en una serie de reglas, para la detección de comportamientos sospechosos en las series temporales de los consumos de clientes. Por ejemplo, se identifican consumos intermitentes en los registros diarios. La regla en este caso sería:

- Si (horas consumo cero > 1) y (horas consumo cero < 23), entonces (ANOMALIA = 1).

Analizando un intervalo de datos en el pasado, por ejemplo el último año, se pueden detectar cambios de comportamiento y comprobar si este cambio coincide con un incremento en las pérdidas de la sub red. De esta forma, se aplica una nueva regla:

- Si (ANOMALIA(t) ≠ ANOMALIA(t-1) y (PERDIDAS(t) > PERDIDAS(t-1), entonces (CANDIDATO = 1).

En el piloto se han implementado una serie de reglas, para demostrar su correcto funcionamiento. Una vez implementado en el BBT, está previsto incorporar más reglas. Mientras en la actualidad, este tipo de comprobaciones sobre datos históricos se están haciendo de forma rutinaria, el valor de esta aplicación consiste en la posibilidad de analizar la totalidad de los registros en muy poco tiempo. Dado que las comprobaciones de cada sub-red son independientes entre sí, el proceso es paralelizable y con eso, idóneo para una implementación en un sistema de Big Data. De esta forma, se consigue un resultado en tiempo real, a pesar del volumen considerable de datos.

#### Prueba piloto

Para comprobar los algoritmos, se ha creado un piloto con los datos históricos del 10% de los clientes de Viesgo desde septiembre 2015 (inicio del funcionamiento del BBT). Aunque el piloto es estático y trabaja sobre datos históricos, la estructura del mismo es tal que se facilita una implementación en el sistema de Big Data de Viesgo (IDbox [8]). El procedimiento consiste en la aplicación de los algoritmos al último año disponible de los datos para crear una lista de candidatos. En un primer paso se detectan los patrones de fraude y con ello los segmentos relacionados. Los segmentos detectados se cruzan con la base de datos, creando una lista de CUPS que existan en la sub-reden cuestión y pertenezcan a alguno de los segmentos detectados. Por ejemplo, si se detecta un patrón de fraude típico de un restaurante, en la lista se encuentran todos los restaurantes de esta sub-red. Para detectar algún CUPS en concreto muchas veces es necesario tener más indicios. Para ello se añade el análisis de los históricos, para detectar anomalías en la demanda individual. Finalmente, se comprueba de forma automatizada, si para los CUPS encontrados existe alguna alarma en el sistema. Tras cruzar todos estos datos, se obtiene la lista final de candidatos de fraude, que al final se comprueba en campo.

#### Plan de implementación

Tras comprobar el funcionamiento de los algoritmos, en esta última fase del proyecto se está diseñando la implementación en el BBT, basado en IDbox. Para el piloto, se creó una aplicación desconectada que enlaza una base de datos creada específicamente con ejecutables que contienen los algoritmos que se programaron en lenguaje Matlab. Para la implementación de los nuevos algoritmos en el BBT existente, será necesario integrar la base de datos del piloto y transcribir los algoritmos en lenguaje R. Mientras en el piloto se emplearon datos históricos, una vez implementados los nuevos algoritmos, el sistema de Big Data será capaz de realizar a diario una comprobación de la totalidad de las sub-redes de Viesgo. La rapidez de respuesta del seguimiento continuado de las pérdidas no técnicas es clave no sólo para minimizar las pérdidas sino también las acciones administrativas correctivas relacionadas.

#### **RESULTADOS OBTENIDOS**

#### Ejemplo de comportamientos sincronizados

En este caso el algoritmo detecta, en un día concreto, dos flags de interrupción de suministro registrados por el contador de uno de los clientes de la sub-red.



CUPS	FECHA	MAGNITUD	N°SERIE	DATA VALIDATION	Н	H2	НЗ	H4	H5	Н6	H7	Н8	Н9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24
	09/01/2017	AE	11E4E5B2108003915	A	0,474	0,272	0,272	0,272	0,469	0,277	0,273	0,271	1,224	1,820	0,068	1,823	1,709	1,488	1,306	2,722	2,864	2,965	0,611	0,225	0,036	0,004	0,165	0,00
	10/01/2017	AE	11E4E5B2108003915	A	0,004	0,151	0,004	0,004	0,210	0,106	0,222	0,445	0,948	0,032	0,078	0,228	0,089	0,104	0,246	0,386	0,155	0,116	0,253	0,509	0,295	0,075	0,034	0,300
	11/01/2017	AE	11E4E5B2108003915	A	0,279	0,293	0,295	0,480	0,041	0,086	0,028	0,254	0,008	0,009	0,008	0,268	0,008	0,008	0,007	0,009	0,204	0,007	0,008	0,014	0,202	0,007	0,007	0,007
	12/01/2017	AE	11E4E5B2108003915	A	0,204	0,006	0,006	0,005	0,200	0,006	0,005	0,006	0,182	0,027	0,126	1,138	0,869	0,005	0,006	0,011	0,004	0,002	0,002	0,014	0,013	0,005	0,003	0,008

Figura 5. Curva de carga donde el sistema identifica las horas con flag de interrupción de suministro (en verde).

Este evento es coincidente en el tiempo con un aumento súbito de las pérdidas en la sub-red

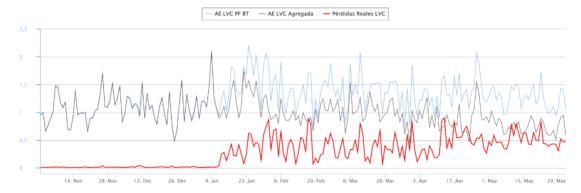


Figura 6. Las pérdidas de la sub-redse disparan en la fecha de aparición de los flags de interrupción de suministro. y con una disminución en los consumos del cliente.

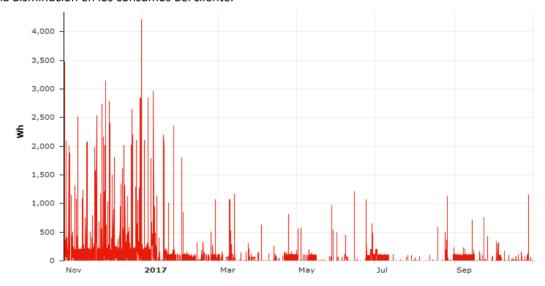


Figura 7. El consumo del cliente en fraude se reduce considerablemente a partir de la misma fecha.

Demostrándose en la inspección in situ la existencia de una manipulación del contador.

## Ejemplo búsqueda k-means

El algoritmo detecta una curva de pérdidas con un patrón característico de instalaciones de cultivo indoor. Se trata de ciclos de varios meses donde el primer mes aparecen pérdidas elevadas durante 16 horas/día, todos los días del ciclo, y en los siguientes meses las pérdidas se producen durante 12 horas/día, todos los días del ciclo.



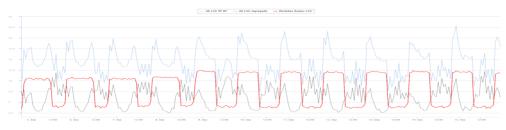


Figura 8. La curva de pérdidas presenta un patrón constante.

El algoritmo realiza una búsqueda e identifica ese patrón de consumo en uno de los Segmentos inventariados.

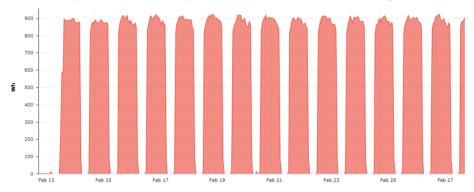


Figura 9. Curva de referencia del segmento de plantaciones indoor.

Esto permite dirigir la inspección en campo hacia los clientes de ese segmento y localizar el fraude.

#### **CONCLUSIONES**

Los resultados de la prueba piloto sobre la muestra seleccionada han demostrado la validez de los procesos de segmentación, así como de los algoritmos de búsqueda. Estos resultados impulsan la aplicación del proyecto a la población completa de clientes en la red de Viesgo, así como la ejecución del plan de implantación previsto, que tiene por objetivo monitorizar de forma continua la evolución de las pérdidas en cada una de las sub-redes para detectar y corregir las anomalías con el mínimo tiempo de intervención reduciendo así las pérdidas no técnicas.

#### REFERENCIAS

- T. B. Smith, «Electricity theft: a comparative analysis,» Energy Policy, vol. 32, nº 18, pp. 2067-2076, 2004.
- G. López, J. Moreno, H. Amarís y F. Salazar, «Paving the road toward Smart Grids through large-scale advanced metering infrastructures,» Electric Power Systems Research, vol. 120, pp. 194-205, 2015.
- C. P. Herrero, «Big Data & Eficiencia Energética. Un nuevo modelo energético,» [En línea]. Available: https://www.esmartcity.es/comunicaciones/comunicacion-big-data-eficiencia-energetica-nuevo-modelo-energetico. [Último acceso: 2 10 2018].
- J. L. Viegas, P. R. Esteves, R. Melício, V. Mendes y S. M. Vieira, «Solutions for detection of non-technical losses in the electricity grid: A review,» Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 80, pp. 1256-1268, 2017.
- R. Jiang, R. Lu, Y. Wang, J. Luo, C. Shen y X. Shen, «Energy-theft detection issues for advanced metering infrastructure in smart grid,» Tsinghua Science and Technology, vol. 19, nº 2, pp. 105-120, 2014.
- J. McQueen, «Some methods for classification and analysis of multivariate observations,» de Proceedings of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability, Volume 1: Statistics, Berkeley, 1967.
- J. I. Guerrero, C. León, I. Monedero, F. Biscarri y J. Biscarri, «Improving Knowledge-Based Systems with statistical techniques,» Knowledge-Based Systems, vol. 71, pp. 376-388, 2014.
- IDbox, CIC Consulting Informático, [En línea]. Available: https://idboxrt.com/. [Último acceso: 2 10 2018].



### ELECTRÓNICA DE POTENCIA APLICADA A LA SMART GRID

Carlos Rivas Pereda, Responsable de I+D+i, ELINSA
Oriol Sarmiento Diez, Responsable de Comunicación, ELINSA

Resumen: La electrónica de potencia permite adaptar y transformar la energía eléctrica en amplitud y frecuencia adaptando los parámetros eléctricos a cada aplicación de uso mediante el empleo de convertidores electrónicos. Su aplicación en Smart Grids, planteadas desde un diseño modular, ofrece múltiples ventajas gracias a una tecnología consolidada. La generación con renovables dificulta la estabilidad de la red y las redes nacionales establecen normas que definen el modo de conectar las instalaciones para garantizar la estabilidad. La electrónica de potencia permite el aprovechamiento de las renovables e integra los sistemas de almacenamiento en la Smart Grid, mejora la calidad de la energía generada y su confiabilidad, facilita su transporte y asegura el cumplimiento de los códigos de red. Por otro lado, la complejidad de los sistemas hace necesarios sistemas de control cada vez más complejos y eficientes.

Palabras clave: Electrónica de Potencia, Smart Grid, Renovables, Almacenamiento, Estabilidad de Red

#### INTRODUCCIÓN

La creación de las primeras válvulas de vacío, a principios del siglo XX, es el hito que sitúa el inicio de la electrónica de potencia. A mediados de siglo da un salto importante con la aparición de los semiconductores: transistores y tiristores fiables. Se crean entonces las primeras aplicaciones de electrónica de potencia. Se fabrican los primeros convertidores para control de velocidad de motores de corriente continua, regulación de potencia en cargas resistivas, etc., todo ello para aplicaciones industriales.

Ya en el siglo XXI la electrónica de potencia se convierte en una tecnología estratégica, aplicada al sistema de procesamiento de la energía eléctrica en sectores como la industria, la energía y el transporte.

Con la aparición y progresiva consolidación de las tecnologías de generación con energías renovables y el almacenamiento, la electrónica de potencia se convierte en pieza clave para la transición energética.

#### ELECTRÓNICA DE POTENCIA, TECNOLOGÍA PARA UN FUTURO SOSTENIBLE

La electrónica de potencia permite adaptar y transformar la energía eléctrica en amplitud y frecuencia adaptando los parámetros eléctricos a cada aplicación de uso mediante el empleo de semiconductores.

También tiene un papel clave en la minimización de las pérdidas de potencia en un equipo eléctrico de consumo, además de realizar el control del equipo en un sistema industrial.

Las acciones a las que contribuye para minimiza las pérdidas de potencia de un equipo eléctrico son varias:

- Optimiza las instalaciones.
- Receptores con mejor rendimiento y máquinas mejor ajustadas.
- Revisa procesos y análisis de alternativas: arranques suaves, frenado regenerativo, no estrangulamientos, regulación de velocidad, etc.
- Aumenta el factor de potencia.
- Vigila temperaturas y conexiones.
- Reduce distorsiones y desequilibrios.

Y se consiguen importantes ahorros en:

- Regulación de velocidad de motores eléctricos, de hasta un 30%.
- Eficiencia en motores, de hasta un 8%
- Modificación de la curva de carga.
- Iluminación eficiente, de hasta un 40%.

La aparición de dispositivos de electrónica de potencia de nueva generación (SiC), (GaN) y de sistemas electrónicos de control cada vez más potentes, están permitiendo la creación de convertidores electrónicos de potencia de media frecuencia más eficientes energéticamente con un ahorro importante en materias primas.



En la actualidad, transformadores de corriente basados en electrónica de potencia de media frecuencia, son capaces de reducir la necesidad de materias primas a una décima parte, reduciendo perdidas de potencia de manera considerable. Hoy en día, un transformador puede pesar una décima parte y reducir de manera considerable su volumen, con un ahorro importante en materias primas como hierro y cobre.

El salto tecnológico que se está produciendo en la electrónica de potencia es disruptivo y ofrece una oportunidad de mejora en todo lo relacionado con gestión energética eficiente. La electrónica de potencia se hace imprescindible para la eficiencia en el uso de los recursos materiales y energéticos, y para la sostenibilidad. Además, plantea desafíos que obligan a ingenieros y empresas a prepararse para el cambio de la transición energética.

#### **NECESIDADES DE LA SMART GRID**

Con la aparición y progresiva implantación de energías renovables como la energía solar fotovoltaica, la energía eólica y otras fuentes de energía, se hace necesaria la electrónica de potencia para adaptar los parámetros eléctricos de la energía generada a los parámetros eléctricos exigidos por la red eléctrica.

La gestión energética de los recursos renovables y la eficiencia del transporte de la energía eléctrica, necesitan también de un importante desarrollo de aplicaciones de almacenamiento de energía.

El almacenamiento de energía permite el uso de renovables de manera eficiente y también el desarrollo de la Smart Grid, posibilitando el suministro energético a cualquier consumidor y en cualquier lugar, incluso dónde no hay acceso a las redes de suministro energético.

En las redes inteligentes aparece la figura del "prosumer", generador y consumidor de manera simultanea. Se reduce la necesidad de trasporte de la energía y en general se reducen las pérdidas, en generación, en distribución y en consumo de la energía.

El diseño de las redes inteligentes incluye sistemas de generación de energía, su distribución y su control. Sus exigencias de eficiencia y control son muy superiores a las de las redes convencionales.

#### PLANTEAMIENTO MODULAR DE LA SMART GRID

Las redes inteligentes tienen el hándicap de ser normalmente costosas, poco flexibles y con un mantenimiento costoso. Abordar soluciones desde una perspectiva modular minimiza la parte de diseño e ingeniería y simplifica las operaciones de fabricación, transporte, instalación, puesta en marcha y mantenimiento.

Una red modular se compone de equipos estándar adaptados de generación y almacenamiento energético que se añaden hasta conseguir la potencia requerida de cada tecnología. En función de las necesidades variables del consumidor y del recurso energético disponible, se diseña y se modifica la Smart Grid, agregando o restando equipos. En un diseño modular es necesario tener en cuenta:

- Módulos de generación de energía, que funcionen según la demanda, y la electrónica de potencia asociada.
- Módulos de almacenamiento de energía que permitan maximizar la generación mediante renovables y dan estabilidad a la red, y a la electrónica de potencia asociada.
- Desarrollo de sistemas de control y sus algoritmos, desde un diseño escalable, en previsión de futuras modificaciones.

#### DESARROLLO DE SISTEMAS DE CONTROL PARA SMART GRID

Los sistemas de control, cada vez más potentes, permiten hacer que los elementos de la red formen parte de una inteligencia "Smart". Estos sistemas son:

- Sistemas de control supervisor: con capacidad para adaptar cada uno de los equipos que forman la red a un régimen energético que, dependiendo de la aplicación, podrán ser generadores prioritarios, generadores auxiliares o de respaldo, sistemas tipo SAI, etc.
- Sistemas fotovoltaicos inteligentes: con capacidad para aportar la energía en todo el rango de potencia, desde cero hasta la máxima potencia del recurso solar, de forma inteligente, en función de lo demandado por el sistema de control central. Se trata de una concepción totalmente innovadora, con algoritmos de control inteligente MPPT y estrategias de Multi-Backtracking+ integradas en el sistema.



- Sistemas de control inteligente para aplicaciones eólicas: con capacidad para aportar la energía en todo el rango de potencia, desde cero hasta la máxima potencia del recurso eólico, de forma inteligente, en función de lo demandado por el sistema de control central. Se basan en una concepción totalmente innovadora, con algoritmos de control inteligente MPPT y optimizando su gestión energética de cara a la red.
- Sistemas de almacenamiento de baterías inteligente: con capacidad para funcionar Off-Grid, con cambio en caliente maestro-esclavo y G-BMS integrado dentro de la estrategia energética. El sistema es capaz de almacenar energía y devolverla equilibrando el flujo energético de la red. Una de las características diferenciadoras de este sistema desarrollado, es que permite la conexión un sistema de cuatro hilos activos lo que permite atender cargas monofásicas y/o trifásicas desequilibradas. Al mismo tiempo que es "maestro de red", puede pasar a "esclavo de red" en caliente si entra un grupo electrógeno o turbina de gas, dependiendo su control del sistema de gestión central.

#### ELECTRÓNICA DE POTENCIA APLICADA A LA SMART GRID

La aplicación de la electrónica de potencia en Smart Grids ofrece múltiples ventajas gracias a una tecnología consolidada. La electrónica de potencia permite el aprovechamiento de las renovables e integra los sistemas de almacenamiento en la Smart Grid, mejora la calidad de la energía generada y su confiabilidad, facilita su transporte y asegura el cumplimiento de los códigos de red.





Figura 1. Convertidor B2B para aerogeneradores 100 kW (ELINSA). Figura 2. Convertidor para sistemas de baterías 100 kW (ELINSA).

La Smart Grid necesita diferentes equipos basados en electrónica de potencia:

- Inversores fotovoltaicos.
- Convertidor para sistemas de baterías.
- Convertidor "Back To Back" para aerogeneradores eólicos.

Es importante tener en cuenta que la electrónica de potencia requiere la utilización de componentes más "sensibles" como son los semiconductores de potencia, tarjetas electrónicas, diferentes tipos de inductivos y capacitivos, etc. Es necesario también prestar atención especial en la fabricación desde el punto de vista EMI y EMC y a la gestión térmica. En los convertidores que se fabrican hoy en día esto es, si cabe, más importante todavía, pues se exige una integración a todos los niveles con el sistema al que pertenecen.





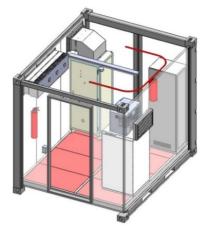


Figura 3. Stack de baterías (ELINSA). Figura 4. Proyecto "Energy Storage System" (ELINSA).

#### **EXPERIENCIAS REALES**

Esta comunicación se basa en la experiencia real de los autores con la participación, como ingenieros de la empresa ELINSA, en dos proyectos relacionados con Smart Grid.

El primero de ellos es el proyecto "Energy Storage System". Consiste en la fabricación de un contenedor con los equipos necesarios para el funcionamiento de una Smart Grid, incluidos aquellos relacionados con la electrónica de potencia, como inversores y convertidores, y con el almacenamiento energético, como baterías.

Por otra parte, han participado en el proyecto OG+, perteneciente a una convocatoria FEDER INNTERCONECTA. Es un consorcio formado por las empresas NORVENTO, GENESAL ENERGY, ISOTROL y ELINSA para desarrollar una red de generación distribuida Off-Grid y modular, que actualmente está en funcionamiento en Lugo (España). La participación de ELINSA en este proyecto alcanza el diseño de los sistemas de control de esta red de energía aislada y la fabricación de los equipos necesarios: un inversor fotovoltaico de 50 kW, un convertidor para conexión de baterías de 100 kW (convertidor de 4 hilos 3P+N con sistema de equilibrado de cargas sin transformador), un convertidor "Back To Back" para un aerogenerador eólico de 100 kW y el ensamblaje de un stack de baterías con GBMS.

#### CONCLUSIONES

La electrónica de potencia permite el aprovechamiento de las renovables e integra los sistemas de almacenamiento en la Smart Grid, mejora la calidad de la energía generada y su confiabilidad, facilita su transporte y asegura el cumplimiento de los códigos de red. Las soluciones modulares permiten desarrollar redes más económicas, más flexibles y con un menor coste de mantenimiento.

El diseño de la Smart Grid incluye sistemas de generación de energía, su distribución y su control. Sus exigencias de eficiencia y control son muy superiores a las de las redes convencionales. La innovación en soluciones cada vez más eficientes de electrónica de potencia y diseño de los sistemas de control de la red es imprescindible para un óptimo el desarrollo de la Smart Grid.



# PROYECTO IDEAS: INTEROPERABILIDAD IEC 61850 EN LOS SERVICIOS DEL OPERADOR DE DISTRIBUCIÓN - METODOLOGÍA DE NORMALIZACIÓN Y PILOTO EN SUBESTACIÓN REAL

Jesús Torres Tenor, Director Integración TIC, Fundación CIRCE Yasmina Galve Pastor, Integración TIC, Fundación CIRCE

Carmen Ranea Resalt, Head of Protection Devices, Network Technology Iberia, Endesa Distribución María Avery Fernández, Head of Smart Grid Devices Unit, Network Technology Iberia, Endesa Distribución

Resumen: El proyecto IdEAS ha creado un consorcio puntero liderado por Endesa, con CIRCE como socio tecnológico y tres fabricantes multinacionales de protecciones de subestación de referencia en el sector. Permite abordar los elevados esfuerzos de diseño y validación de servicios e ingeniería IEC 61850 para una implantación efectiva. Se busca la interoperabilidad real más allá del intercambio de mensajes (datos, ingeniería, configuración, etc.) y la integración de los resultados en los procedimientos normalizados de Endesa. Para ello se aplican metodologías estándar de definición de servicios interoperables y pruebas de laboratorio exhaustivas. El proyecto culmina con una demostración de servicios interoperables multisuministrador en una subestación de alta tensión en servicio localizada en Zaragoza.

Palabras clave: IEC 61850, Interoperabilidad, Subestaciones, Distribución, Automatización, Perfiles, Servicios, Operación

#### **ANTECEDENTES**

#### Introducción

Los retos a los que se enfrentan las redes eléctricas del futuro, cada vez más del presente, son de sobra conocidos. Basta pensar en la integración de generación distribuida y fuentes renovables, el crecimiento de la demanda, el envejecimiento de la infraestructura o la mejora de seguridad del suministro. Se requiere en consecuencia un despliegue extremo a extremo de Tecnologías de Información y Comunicaciones (TIC) para aumentar la monitorización y el control del sistema logrando una red más inteligente.

Esta aproximación da lugar al paradigma de la Smart Grid, con varias iniciativas internacionales que guían su desarrollo estratégico. La Smart Grid Task Force de la Comisión Europea (CE) fue un caso pionero y estableció una base común para estándares e integración TIC en las redes eléctricas. Orientado a interoperabilidad, su resultado fue el Modelo de Arquitectura de Referencia europeo [1]. El último ejemplo de directrices continentales es el Winter Package [5], para alcanzar una economía de energía limpia y reformar el diseño y operación del mercado eléctrico de la UE.

Estos dos marcos demandan específicamente una gestión más activa del distribuidor para asegurar la calidad del suministro y la eficiencia de las operaciones, con visibilidad y tratamiento de los datos de la red [7]. En todos estos frentes, las subestaciones eléctricas asumen un rol crucial. Pese a ser nodos críticos del sistema, su protagonismo en la evolución Smart Grid no es tan significativo como debería. Su elevada exigencia de nivel de servicio y largos ciclos de vida hacen que el grueso de la alta inversión que reciben se centre en operación y mantenimiento. Se dificulta así acometer una renovación tecnológica con la suficiente entidad técnica y económica.

Esta renovada subestación digital del presente y el futuro pasa inevitablemente por la implementación de IEC 61850. El proyecto IdEAS, hilo conductor del artículo, se articula a partir de este hecho y el escenario descrito para desarrollar y demostrar servicios IEC 61850 de subestación. El objetivo es que resulten plenamente interoperables e integrados en los procesos corporativos de la distribuidora, garantizado su disponibilidad para las exigencias de la nueva red.

#### Resumen de la visión del estándar IEC 61850

IEC 61850 es un estándar completo de Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS), claramente marcado por la digitalización e interoperabilidad. Ya es una realidad de mercado y los fabricantes líderes lo incorporan en todos los



productos de sus gamas actuales (equipos de protección, control, transformadores de tensión e intensidad, concentradores de medidas, etc.).

Aunque una de las características principales de la norma es ejecutar sus servicios sobre una nueva red de comunicación interna de la subestación, es mucho más que un protocolo. Su alcance abarca tres grandes bloques:

- 1. **Modelo de datos semántico:** los elementos y funciones del sistema de control y protección se representan con un modelo de información orientado a objetos. Se basa en agrupación estructurada de atributos, con denominación y significado que reflejan la realidad física.
- 2. **Servicios:** el modelo sirve para que los equipos de control y protección codifiquen y compartan las señales de la subestación eléctrica. IEC 61850 define varios servicios de comunicación (señales notificadas periódicamente o tras cambio, transmisión rápida multidestino de eventos o alarmas, medidas, etc.). Presentan diferentes características y prestaciones para tener un abanico versátil de funcionalidades.
- 3. **Protocolos de comunicación:** una vez especificados los servicios de intercambio de información entre equipos, se asignan a los protocolos de comunicación de la norma y se definen los mensajes empleados. Los principales son MMS (telecontrol, telegestión), GOOSE (eventos y alarmas) y SV (medidas). A partir de toda la información recibida y enviada, cada dispositivo ejecuta sus funciones de control y protección.

IEC 61850 nace para la unificación e interoperabilidad de los SAS. Por ello, los conceptos previos se definen de forma abstracta, lo que implica que los datos y servicios están desligados de la implementación tecnológica. Esto permite el paso último de especificación de los protocolos de la norma, indicando los mensajes y su configuración. Dicha configuración se unifica en archivos de texto estructurados independientes de herramientas propietarias.

# La importancia y dimensión completa de la interoperabilidad

No se puede obviar que ciertos impedimentos han aparecido en la implantación de IEC 61850, destacando la interoperabilidad multisuministrador y de ingeniería. Formalmente, la interoperabilidad se logra cuando los dispositivos de la subestación funcionan conjuntamente, intercambiando datos bajo unas reglas comunes [2].

Esta interacción fundamental está superada [9], con un grado distinto de esfuerzo según el protocolo 61850 en uso. Desde este punto de vista pragmático, la interoperabilidad se logra en las primeras fases prácticas de los proyectos, ya que todo equipo IEC 61850 que se precie debe ser capaz de procesar los mensajes correctamente formados que circulen por su red. No obstante, limitar la interoperabilidad al intercambio de mensajes es una visión restringida, ya que un sistema de automatización de subestaciones integrado en la operación de la red requiere mucho más.



Figura 1. Frentes de interoperabilidad IEC 61850 (Fuente: ENTSO-E).

Como quedará demostrado, es más problemático lograr una representación común multisuministrador de la información de la subestación (*Information* en la Figura 2) o que los procesos de ingeniería (*Engineering* en la Figura 2) no difieran notablemente entre fabricantes: herramientas, gestión de archivos SCL, carga de configuraciones, etc.

Además de los resultados de este artículo, la literatura contiene múltiples retos de interoperabilidad en este sentido [3] [4]. Se documentan incompatibilidades entre archivos de configuración de distintos equipos, diferente nomenclatura por fabricante para un mismo dato o carencia de especificaciones generales de servicios 61850, no directamente orientadas a la implementación concreta o experiencias piloto. IEC 61850 ofrece muchas opciones y flexibilidad y surgen decisiones sujetas al criterio del desarrollador. Por ejemplo, el uso del modelo de datos no es preceptivo ni puede cubrir todos los elementos posibles de cualquier subestación existente. También hay muchos modos opcionales en el funcionamiento de los servicios, lo que puede causar que equipos que cumplen el estándar presenten incompatibilidades. Un caso sería el de una remota de subestación configurada para ejecutar mandos



exclusivamente con verificación previa intentando actuar sobre una protección que solo puede gestionar órdenes directas.

#### **EL PROYECTO IDEAS**

El proyecto IdEAS se promovió como respuesta al contexto presentado y fue financiado por la convocatoria Retos de Colaboración del MINECO en 2016. Reúne a un consorcio versátil liderado por Endesa, con tres fabricantes de equipos de control y protección multinaciones líderes en el sector. CIRCE es el socio tecnológico para desarrollo, integración y pruebas. Esta composición garantiza la dirección del operador de red, la coherencia de las fases de diseño y prueba e interoperabilidad demostrada con tres grandes actores de mercado.

Los desafíos presentados necesitan un fuerte liderazgo de los operadores de distribución y transporte como usuarios finales y un ciclo de desarrollo riguroso que comprenda la realimentación entre requisitos técnicos, definiciones y pruebas. Se obtienen así servicios formalmente definidos y testeados, listos para ser incorporados en la operación de la compañía y contribuir a una evolución de la red de distribución en IEC 61850. IdEAS busca este propósito, con otros resultados específicos como la aplicación de metodologías estándar, nuevos modelos de datos, nuevas funcionaes habilitadas por la digitalización del sistema y herramientas de prueba para laboratorio y campo. El proyecto comprende definiciones y desarrollos, prueba y obtención de perfiles y despliegue en una instalación real. Se halla en fase de demostración en la subestación de Huerva, en Zaragoza, donde los armarios de control y protección multisuministrador de tres posiciones de alta tensión ejecutan una selección de servicios IEC 61850 del proyecto.

# **METODOLOGÍA Y RECURSOS**

Encarar un proyecto IEC 61850 con esta visión bajo la convocatoria Retos de Colaboración ha permitido asumir los esfuerzos necesarios de diseño y test de estos sistemas, que según estimaciones pueden alcanzar el 50% del coste total del proyecto [8]. De acuerdo a las necesidades estratégicas de los objetivos y el sector, para que esta dedicación sea productiva y reaprovechable, se ha aplicado una metodología acorde con los "Criterios de diseño de interoperabilidad en Smart Grid mediante estandarización, diseño y prueba" de CEN-CENELEC-ETSI [2]:

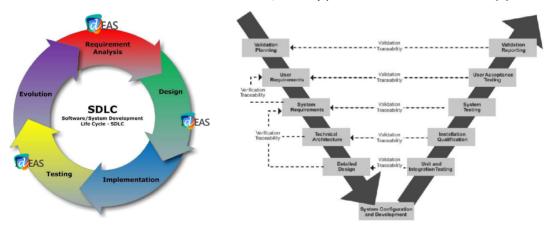


Figura 2. Fundamentos de diseño y validación de servicios interoperables en Smart Grids según CEN-CENELEC-ETSI [2].

El ciclo de trabajo circular de la Figura 3 parte de los requisitos funcionales y de negocio. Preceden a un diseño que se desarrolla y valida en secuencia. Las necesidades detectadas marcan la actualización de los sistemas y de sus especificaciones. El proceso de pruebas recomendado debe seguir el *V-model*: en la Figura 3, el vértice descenciente asegura que el diseño se ajusta progresivamente a los requisitos de usuario y técnicos. El ascendente garantiza la comprobación modular de cada una de esas etapas.

Los servicios y aplicaciones resultado de esta metodología se documentan en perfiles normalizados [2]:

BAP (perfil básico de aplicación, siglas en inglés): funcionamiento esperado de los equipos de forma individual
para garantizar la interoperabilida del sistema o aplicación. Formado por secciones que detallan estos aspectos.



 BAIOP (perfil básico de aplicación de interoperabilidad): añaden criterios de configuración a lo anterior para definir y probar la actuación conjunta del sistema.

Aprovechando la composición de su consorcio, IdEAS emplea una capa metodológica adicional al proceso anterior:



Figura 3. Combinación de los procesos de especificación y prueba en el proyecto IdEAS.

Bibiografía y experiencias pasadas demuestran que la aproximación clásica no es óptima (Figura 4, parte superior). Si un usuario o compañía eléctrica parte de un análisis teórico de la norma y define una implementación entre todas las posibles, es probable que esos criterios particulares no estén disponibles en todos los equipos de mercado. Un caso paradigmático es el del Grupo E3, grupo de trabajo de REE y las distribuidoras españolas para una especificación común de subestaciones IEC 61850, publicada en 2010 [6]. Aun siendo un trabajo minucioso, de alto valor técnico y con resultados inmediatamente aprovechables, chocó con la inercia de los grandes suministradores, cuyo volumen y realidad corporativa no hacían factible la incorporación *ad-hoc* de varios requisitos específicos del documento.

Por el contrario, la alternativa de la parte inferior de la Figura 4 une el análisis de la norma con el estudio del comportamiento de los equipos de mercado, cuya implementación de un servicio concreto es identificada, configurada y validada en laboratorio. Así, la interoperabilidad multisuministrador de los servicios se aborda en fase de diseño. Las especificaciones resultantes se confeccionan en formato BAP / BAIOP, listas para ser incluidas en las normas internas de la compañía de distribución, favoreciendo la introducción de IEC 61850 en la operación de la red. Se genera además un mercado de competencia al garantizar tres suministradores relevantes que satisfacen la función diseñada y se maximizan las posibilidades de incorporación de nuevos proveedores.

# Entorno de pruebas en laboratorio y demostración de los servicios del proyecto

Gracias a la colaboración de los fabricantes socios, el laboratorio de protecciones de CIRCE ha proporcionado un entorno completo para validar los desarrrollos, factor crítico para el éxito del proyecto. En una primera fase, los servicios se han depurado en maquetas realistas con varios modelos de protecciones, equipos de control y captación de señales, switches de comunicaciones y una remota de telecontrol, con las herramientas software necesarias. Una vez se diseñó la la ingeniería de las posiciones IEC 61850 de la subestación demo, los armarios fueron instalados en el laboratorio de CIRCE antes de su puesta en marcha en campo (Figura 4). Este escenario permitió maximizar las ventajas de la metodología y llegar a la subestación real con los servicios validados y conseguida su interoperabilidad, centrando las actividades de campo en la comprobación funcional eléctrica y de conexión.



Figura 4. Montajes de laboratorio (izquierda) y armarios de la subestación IdEAS en CIRCE (derecha).



#### **RESULTADOS**

Para ilustrar los resultados de la metodología y objetivos del proyecto, se han escogido dos servicios representativos de diferente naturaleza. Ambos están implementados en la subestación de demostración de IdEAS.

#### Caso de uso ejemplo 1: Implementación y flexibilidad del modelo de datos de IEC 61850 en cada fabricante

La codificación de los datos es el pilar básico de intercambio de información IEC 61850: una vez definidos los atributos concretos que se emplearán, bastaría configurar las características de transmisión de los mensajes. Como se ha relatado, el uso del modelo IEC 61850 ofrece mucha libertad y cada suministrador puede aplicar criterios diferentes. Surgen varias causas de divergencia:

- Aunque un elemento de información esté codificado en la norma (e.g. disparo temporizado de sobrecorriente) no hay obligación de usar el atributo específico y el dato puede modelarse en un elemento genérico.
- La norma no puede abarcar todos los posibles datos existentes en una subestación, que cuentan con lógicas, circuitos o elementos auxiliares de cada compañía.

Estos problemas se minimizarían en el caso de las protecciones otorgaran libertad al usuario para mapear sus variables internas a atributos IEC 61850, ya que así se podría establecer un modelo único en la configuración de todos los dispositivos. Aplicando la metodología del proyecto y en colaboración con los fabricantes, se analizó esta posibilidad con los siguientes resultados (anonimizados por confidencialidad):

Fabricante	Opciones para modelar información interna y ser comunicada en IEC 61850
Α	Flexibilidad completa: toda variable interna del equipo puede asignarse a cualquier atributo IEC 61850
В	Flexibilidad parcial: se pueden editar y crear ciertos elementos de la estructura de un atributo IEC 61850 (nodo lógico, prefijo e instancia), pero no es posible editar atributos o definir nuevos
С	Las variables internas del equipo están preasignadas de forma fija a atributos concretos de IEC 61850

Tabla I. Personalización del modelo de datos IEC 61850 en los equipos de cada fabricante.

#### Caso de uso ejemplo 2: recogida automática de archivos de oscilografía desde las protecciones

A diferencia del caso anterior, esta prestación del proyecto IdEAS corresponde a uno de los servicios considerados en la literatura como "no operacionales" [4]. Suelen relacionarse con capacidades de telegestión o nuevas funciones.

El objetivo es recopilar automáticamente de cada protección los archivos con medidas y perturbaciones previas a una falta, conocidos en su conjunto como registros de oscilografía. Si se descargan en un equipo auxiliar de la subestación con conexión remota, quedan a disposición de los sistemas centrales que almacenan y analizan esta información.

Según IEC 61850, esta aplicación usa el servicio de transferencia de ficheros, basado en el protocolo de comunicación MMS. La norma establece que las protecciones deben permitir consultar estos archivos y, en concreto, los de oscilografía deben estar en una carpeta llamada *COMTRADE* del directorio raíz del sistema de ficheros de los equipos.

Estas capacidades facilitan que un cliente IEC 61850 se conecte y descargue los archivos nuevos. Las protecciones de los tres fabricantes son capaces de habilitar este servicio de ficheros y se han validado clientes de dos de los suministradores. Se resumen las características y resultados de ambos en la Tabla II, de nuevo anonimizada:

Fabricante suministrador del cliente	Tipo de solución	Información del resto de equipos requerida en la configuración del cliente	Fabricantes integrados con éxito de forma interoperable
1	Software de gestión de subestaciones. Ejecutable en cualquier equipo tipo PC	-Archivo completo de configuración IEC 61850 -Estructura de comunicaciones	1, 2, 3
2	Concentrador hardware configurable con la herramienta habitual del fabricante	-Archivo completo de configuración IEC 61850	1, 2, 3

Tabla II. Escenarios de prueba y resultados del servicio de recogida automática de oscilografía.

La metodología de las Figuras 3 y 4 fue aplicada integralmente. Primero se comprobaron las definiciones IEC 61850 para transferencia de ficheros y la implementación particular de cada protección. Tras la puesta en marcha y configuración de las opciones de los clientes, tuvo lugar la validación final del servicio en la red de comunicaciones. Se



logró la interoperabilidad de ambas soluciones con el resto de fabricantes. El servicio completo se ha documentado confeccionando perfiles BAP/BAIOP [2], presentados en la metodología y parte de los entregables del proyecto. Principalmente, especifican de forma estructurada (i) la función y sus objetivos de negocio, (ii) requisitos de datos, parámetros de configuración y comunicaciones y (iii) procedimientos y casos de uso para validar los equipos.

#### CONCLUSIONES

Se han validado y definido servicios IEC 61850 según directrices internacionales de interoperabilidad. Los perfiles pueden trasladarse de forma sencilla a normas o licitaciones de la compañía, generando mercado y favoreciendo su despliegue contrastado y el de futuros servicios. Los casos de uso expuestos originan conclusiones significativas:

- Según la Tabla I, no es posible codificar los datos de una subestación con la misma nomenclatura IEC 61850 en todas las protecciones. Pensando en un modelo común, flexibilidad parcial equivale a ausencia de flexibilidad, porque es necesario poder personalizar por completo cada atributo y su ruta en la estructura de información.
- La validación y despliegue de gestión de oscilografía ha sido satisfactoria: los clientes ofrecen interoperabilidad con los tres fabricantes. Este servicio se beneficia de una definición sencilla y concreta, poco abierta a variantes.

El primer punto surge de la libertad otorgada por el estándar. Para obtener las ventajas de interpretación, mantenimiento e ingeniería de un modelo común, se requiere una integración que normalice los datos recibidos de las protecciones, un esfuerzo añadido hacia la interoperabilidad integral de la Figura 1. Todas las señales del diccionario de telecontrol de Endesa han sido asignadas a variables IEC 61850, creando elementos nuevos para datos particulares no contemplados por el estándar. El modelo obtenido ya se va integrando en los sistemas futuros de Endesa, como la remota y enlaces externos IEC 61850 objeto del proyecto 3S-CS [10], alineado con la nueva subestación de IdEAS.

Estas consecuencias son comunes a todo servicio de operación, pero pueden ser esquivadas en el despliegue de funciones de supervisión o no operacionales, como la adquisición automática de oscilografía. Aquí los resultados son un gran avance frente a la actual convivencia de protocolos propietarios poco estructurados y documentados, con muy reducidas posibilidades de unificar herramientas y procesos. Aun así, la configuración de equipos IEC 61850 está muy ligada a las herramientas de fabricante, requiere trabajo manual experto y dificulta la gestión unificada de archivos de configuración. Existe potencial para automatizar estas tareas, con soluciones de terceros que unifiquen la introducción de parámetros y los trasladen a los archivos de cada fabricante de forma transparente. Si a ello se añade la posibilidad de añadir con nulo o muy bajo coste material nuevas funciones basadas en los datos, se aprecia la mejora estratégica de la ingeniería IEC 61850. Es otra aportación al ahorro económico, que erróneamente suele asociarse solo a la reducción de cableado. Será tratado en el análisis coste-beneficio del proyecto IdEAS, parte de los resultados de cierre junto a estas oportunidades de desarrollo identificadas.

#### **AGRADECIMIENTOS**

El Proyecto IdEAS está financiado por Fondos Feder de la CE y pertenece al Programa Estatal de I+D+i "Retos de la Sociedad" del Ministerio de Economía, Industria y Competitividad.

#### REFERENCIAS

- [1] CEN-CENELEC-ETSI SG Coordination Group, 2012. Smart Grid Reference Architecture.
- [2] CEN-CENELEC-ETSI SG Coordination Group, 2014. Methodologies to facilitate SG system interoperability.
- [3] Eandis, 2014. Integrating IEC 61850 in the Eandis Grid.
- [4] A. Eshpeter, 2016. Resolving the Challenges of Multiple Vendor 61850 Implementations.
- [5] European Commission, 2016. Clean Energy for all Europeans.
- [6] Grupo E3, 2010. Minimum Common specification (...) in accordance with the IEC 61850 standard.
- [7] L. Hancher and B.M. Winters, 2017. The EU Winter Package Briefing Paper.
- [8] Iberdrola Distribución Eléctrica, 2014. A strategy for the deployment of IEC 61850 in utilities.
- [9] Salwana et al., 2015. Interoperability Testing for Digital Substation in SG Domain: Power Utility Perspective.
- [10] https://www.endesa.com/es/proyectos/a201703-red-electrica-inteligente-proyecto-3s-cs.html (10/2018)



# APLICACIÓN DE AVANCES EN LIDAR AEROTRANSPORTADO Y MODELOS DE CRECIMIENTO DE VEGETACIÓN EN INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSPORTE

Pedro Llorens Saurina, Director de Desarrollo Negocio, SPASA (Servicios Politécnicos Aéreos)
Rafael Alonso Ponce, Investigador, Fora forest technologies
Julio Diéguez, Director Técnico, SPASA (Servicios Politécnicos Aéreos)
José María Lara Cabeza, Director de Producción, SPASA (Servicios Politécnicos Aéreos)
Iñigo Lizarralde Torre, Fundador, Fora forest technologies
Francisco Rodríguez Puerta, Fundador, Fora forest technologies

**Resumen:** Las inspecciones con LiDAR aerotransportado son clave para garantizar la continuidad y la seguridad de la operación de las líneas de transporte de electricidad. Aunque es una técnica madura, las bajas prestaciones de los primeros sensores, su elevado precio, baja disponibilidad en el mercado y las limitaciones meteorológicas, han derivado en una operativa innecesariamente lenta y costosa. El estudio muestra cómo mejorarla, aprovechando los avances en la tecnología LiDAR, que permiten utilizar plataformas aéreas más rápidas y económicas, en combinación con el uso de modelos de crecimiento de vegetación para predecir con precisión el momento más apropiado para realizar las labores de mantenimiento de vegetación y su localización a nivel de vano.

Palabras clave: LiDAR, Modelos Crecimiento, Mantenimiento, Líneas de Transporte, Poda

#### INTRODUCCIÓN

El LiDAR aerotransportado se utiliza para la obtención de modelos digitales de la superficie terrestre (MDS) desde aeronaves mediante telemetría láser, reemplazando a los métodos fotogramétricos tradicionales. El LiDAR tiene la capacidad de modelizar objetos suspendidos en el aire como hojas de árboles, conductores de líneas eléctricas, elementos de un apoyo de una línea eléctrica, etc., el suelo bajo esos elementos y otros objetos suspendidos entre ambos. Por ello, además de las obvias aplicaciones en inventario forestal, el LiDAR es la herramienta ideal para detectar las posibles interferencias entre conductores y la vegetación u otros objetos situados en el corredor de seguridad de las líneas eléctricas, y así se lleva utilizando durante más de quince años.

Las limitadas prestaciones de los primeros sensores LiDAR comercializados impusieron metodologías y estrategias de trabajo que implicaban elevados costes y dilatados plazos. Actualmente las prestaciones de los equipos han evolucionado notablemente lo que permitiría mejorar esas metodologías y adoptar nuevas estrategias. El estudio muestra como se pueden aprovechar esas mejoras para optimizar las labores de captura de datos y como refinar la planificación de éstas mediante el uso predictivo de modelos de crecimiento de la vegetación, que pueden elaborarse con mayor precisión gracias a la optimización de la captura masiva de datos LiDAR.

#### PRESTACIONES DE LOS SISTEMAS LIDAR

# Requisitos de los vuelos LiDAR para inspección de líneas eléctricas

La captura de datos LiDAR en el corredor de seguridad de una línea eléctrica pretende modelizar la vegetación y los conductores para poder medir con precisión las distancias entre ambos, lo que requiere:

- Gran densidad de puntos: Es necesaria para caracterizar adecuadamente la vegetación debería ser, como mínimo, de 5 a 10 pts/m², aunque en las especificaciones se suele pedir de 15 a 25 pts/m² en un mínimo del 75% al 95% del área capturada. La captura de los conductores puede requerir estrategias específicas. La densidad se puede definir con el espaciado longitudinal y el espaciado transversal, distancia entre ecos a lo largo de la trayectoria y en dirección perpendicular (o en la dirección del barrido), respectivamente.
- Alta potencia de emisión del láser: La captura de vegetación y conductores se basa en la capacidad del LiDAR de capturar múltiples ecos o retornos de un mismo pulso láser. El LiDAR trabaja detectando la luz difusa reflejada en todas direcciones por los objetos al incidir el láser, de la cual sólo se recibe una mínima parte en el receptor. Los múltiples ecos aparecen cuando un objeto como una hoja de un árbol o un cable aéreo sólo cubren una fracción de la huella del pulso incidente, por lo que se obtiene un eco (de baja intensidad pues sólo corresponde



a una fracción del haz) y el pulso sigue su camino hacia el suelo pudiendo encontrarse con otros objetos que causen nuevos ecos sin detener totalmente el pulso. Como la potencia del haz va disminuyendo con cada interferencia y el eco será menor cuanto menor sea la superficie sobre la que ha incidido el haz, la energía recibida de vuelta en el sensor puede ser muy baja por lo que una alta potencia de emisión es básica para poder utilizar la característica multieco. También hay que tener en cuenta que la potencia de emisión de los pulsos láser disminuye exponencialmente con el aumento de la frecuencia de pulsación.

# Parámetros que definen la operación del sensor

A continuación, se describe como afectan los parámetros del sensor LiDAR y del vuelo a las características de los datos obtenidos. Para mostrar la evolución de los sistemas se citan datos comparativos de tres sensores: ALS50 de 2004, ALS80HP de 2016 y TerrainMapper de 2018; todos ellos de Leica Geosystems (parte de Hexagon). Los demás fabricantes de equipos aerotransportados de gran formato, Teledyne-Optech y Riegl, disponen de equipos con prestaciones y evolución que permitirían un estudio similar. Por su menor potencia y alcance, no se incluyen otros equipos de menor tamaño como Velodyne, ampliamente utilizados en drones y en automóviles autónomos, que merecerían un estudio separado.

La densidad de puntos queda definida por dos parámetros propios del sensor y otros propios del proyecto: la frecuencia de pulsación, PR (nº de pulsos emitidos por unidad de tiempo), la frecuencia de escaneo, SR (nº de barridos transversales del haz láser por unidad de tiempo), el FOV (campo de visión o apertura transversal del barrido) o el ancho del barrido sobre el terreno, W; y la velocidad de la aeronave sobre el suelo, GS. Adicionalmente influyen otros factores como la altura h, la potencia del emisor, el tipo y patrón de barrido, etc.

- Espaciado longitudinal  $\Delta_{long} = GS/SR$
- Espaciado transversal  $\Delta_{\text{transv}} = \frac{W}{PR/SR}$ Densidad media =  $\frac{1}{\Delta long \times \Delta transv} = \frac{PR}{GS \times W}$

#### Frecuencia de pulsación PR

La densidad es directamente proporcional a la frecuencia de pulsación. Los primeros sistemas comercializados trabajaban a frecuencias de unas pocas decenas de KHz (53KHz en el ALS50 de 2004 y 150KHz en versiones posteriores). Las mejoras en los emisores de pulsos láser a base de diodo y en la electrónica han permitido llegar a frecuencias del orden del MHz. Se han conseguido frecuencias mayores lanzando dos pulsos simultáneamente. utilizando un prisma (splitter) que descompone el pulso en dos. Hay que tener en cuenta que la potencia de cada pulso será la mitad de la del pulso original. ALS80 utiliza este sistema para conseguir una pulsación de 1MHz desde 2016. TerrainMapper llega a 2MHz.

#### Frecuencia de escaneo o barrido SR

El espaciado longitudinal no depende de la frecuencia de pulsación, sino de la frecuencia de barrido o escaneo SR, Δ<sub>long</sub> = GS / SR y del mecanismo utilizado. El LiDAR realiza un barrido bidimensional del terreno, en sentido logitudinal o paralelo al vuelo; y en sentido transversal o perpendicular al vuelo. El barrido longitudinal lo realiza la propia aeronave con su movimiento de avance, mientras que el barrido transversal se realiza con ayuda de un espejo o de un prisma móvil que deflecte los pulsos láser. El sistema más habitual de barrido utiliza un espejo basculante. Dado que sigue un movimiento alternativo, se detiene en los extremos del campo de visión para acelerarse al máximo a su paso por la vertical. Por ello, está sujeto a fuertes inercias que limitan la frecuencia máxima de escaneo y, además, hacen que ésta dependa del FOV, disminuyendo SR al aumentar FOV. Se podría pensar en reducir el tamaño del espejo para reducir la inercia, pero se necesita que sea lo más grande posible para capturar la máxima energía del retorno del pulso. Actualmente se consiguen frecuencias de barrido mayores con mejoras mecánicas en el mecanismo del espejo y con aumentos de potencia que permiten reducir el tamaño del espejo. Así SR<sub>max</sub> del ALS50 era 70Hz y la frecuencia máxima de oscilación del espejo en ALS80 es 200Hz, pero la frecuencia de escaneo efectiva se duplica por utilizar dos pulsos, y por tanto dos barridos,  $SR_{max}$  (ALS80) = 400Hz. TerrainMapper llega a 250Hz, pero independiente del FOV.

En la figura 1a se muestran los mecanismos de barrido más comunes. Tras el espejo basculante, el espejo rotativo poligonal (4 u 8 espejos montados sobre un prisma cuadrangular u octogonal) es el segundo más utilizado. Realiza una rotación continua por lo que permite velocidades de giro mayores, pero presenta fuertes pérdidas de pulsos y ecos en las aristas del prisma lo que reduce notablemente la frecuencia de pulsación efectiva con respecto a la nominal. Para evitar los inconvenientes de estos dos tipos de espejo, se está recurriendo al barrido Palmer o "nutante" de rotación



continua, que, en lugar de un patrón de barrido lineal perpendicular a la trayectoria, describe un patrón circular (realmente elipse pues el eje de giro está ligeramente inclinado en un plano vertical alineado con la trayectoria). TerrainMapper utiliza este tipo de barrido.

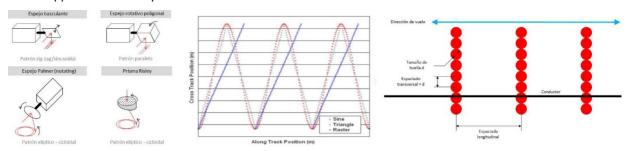


Figura 1. a. Mecanismos de barrido / b. Patrones de barrido / c. Espaciado en captura de cables.

#### Campo de visión FOV

Ya se ha comentado que, en el sistema de espejo basculante, debido a la inercia, el aumento del campo de visión causa una reducción de la frecuencia máxima de barrido. Así en el ALS50 la  $SR_{max}$  baja de 70Hz con un FOV de  $10^\circ$  a 24Hz a FOV 75°, pasando por 36Hz a FOV 40° mientras que en ALS80 va de 400Hz con FOV  $10^\circ$  a 150Hz con FOV 75°. Terrain Mapper, por utilizar barrido Palmer, sólo tiene dos opciones de FOV,  $40^\circ$  y  $20^\circ$ , pero no afectan a la frecuencia de escaneo.

#### Patrón de barrido

Los sistemas de espejo basculante, por su movimiento alternativo, describen un patron de barrido sinusoidal sobre el terreno. Por el movimiento alternativo del espejo, su velocidad no es constante y en su paso por la vertical va a máxima velocidad, resultando un espaciado transversal máximo (o densidad mínima), mientras que, en los extremos del barrido, el espejo se detiene para cambiar de sentido de giro y así el espaciado transversal es mínimo. La densidad en el eje puede llegar a ser un 40% inferior que en los extremos del barrido. Por ello, en los últimos años se ha introducido la disponibilidad de diferentes tipos de barrido de comportamiento más lineal que el sinusoidal. En ALS80 (fig. 1b) se dispone, además del barrido sinusoidal habitual, de barrido triangular, similar al sinusoidal pero más lineal y con un espaciado más uniforme, y del barrido llamado *raster*, que consigue gran linealidad y uniformidad a base de escanear sólo en una dirección mientras que en el barrido de retorno no se escanea, por lo que se reduce la frecuencia de escaneo efectiva a la mitad.

#### Velocidad sobre el terreno GS

Puede verse que la densidad es inversamente proporcional a la velocidad de la aeronave con lo que reduciendo esa velocidad podemos aumentar la densidad, compensando la falta de prestaciones del sensor. Esto fue habitual en los principios del uso del LiDAR. Dado que un avión de ala fija no puede volar a mucho menos de 100kts (185Km/h) y se requerían velocidades muy bajas (entre 20 y 70Km/h) se hizo habitual el uso de helicóptero, pero actualmente es casi innecesario y se puede realizar casi cualquier trabajo con avión.

#### Potencia emitida

Por una parte, la potencia máxima de emisión limita la frecuencia de pulsación y, por tanto, la densidad, puesto que la potencia emitida decrece exponencialmente con la frecuencia de los pulsos. Por otra, se requiere emitir altas potencias para mantener la capacidad de recibir multiples ecos. Las mejoras en los sistemas de emisión láser han permitido incrementar la potencia emitida para evitar las limitaciones ligadas a su carencia. De hecho, sistemas como los ALS tienen tal potencia que necesitan disponer de atenuadores para que la operación del LiDAR a baja altura no sea peligrosa para los ojos de las personas en el campo de visión del haz láser.

#### Altura de vuelo (sobre el terreno) h

Aparentemente, la principal limitación ligada a la altura se refiere a la potencia necesaria para que el eco recibido en el sensor sea detectable, pero existe otra limitación más importante: Los primeros sensores LiDAR sólo podían manejar un pulso simultáneamente y así no podían disparar un pulso hasta haber recibido el eco del anterior. Parece que la velocidad de la luz, c, es tan alta como para no imponer ninguna limitación pero en un vuelo a una altura h = 1.000m, la luz tarda en recorrer ida y vuelta 1.000m x 2 / 300.000m/s = 6,67 µs, lo que limitaría el número de pulsos por segundo



a 150.000, es decir,  $PR_{max} = 150 \text{KHz}$ , y eso sin tener en cuenta el retardo de la electrónica del sensor ni que en todo barrido, el pulso tiene que recorrer una distancia R mayor que en la vertical para llegar al suelo,  $R_{max} = h / \cos(FOV/2)$ . Por tanto,  $PR_{max} = c \times \cos(FOV/2) / h$ .

Por ello, se introdujo la técnica "multiples pulsos en el aire" MPiA (Multiple Pulse in Air), que, a base de duplicar y multiplicar la electrónica del equipo, permite lanzar y gestionar varios pulsos al aire antes de que el primero vuelva al receptor. Inicialmente, la técnica MPiA no supuso una mejora tan grande como sería de esperar pues limitaba notablemente el rango de alturas a las que capturaba el sensor por lo que sólo podía utilizarse sobre áreas con variaciones de altitud del terreno reducidas. Otra limitación era la imposibilidad de utilizar MPiA en vuelos bajos como los que se realizaban sobre líneas eléctricas. En los últimos años se ha aumentado el número de pulsos en el aire que puede manejar un sistema MPiA, v.g. desde 2 PiA en ALS50phase2 hasta los 6 PiA de ALS80HP y 35 PiA en TerrainMapper por lo que MPiA es utilizable en todo el rango de alturas de trabajo del sensor.

Al planificar, es habitual probar diferentes configuraciones de altura y FOV que resulten en la misma anchura de banda.

#### Proyecto comparado

En la tabla siguiente se muestran los parámetros y resultados obtenidos para un proyecto con la especificación habitual en líneas de transporte como las indicadas al principio de este capítulo. Se ha calculado con AeroPlan, el software de planificación de vuelos de Leica Geosystems. Dado que los parámetros operativos del LiDAR están fuertemente correlados entre sí y la variación de uno afecta a los demás, la planificación de un proyecto es siempre iterativa. Puede verse que los resultados de espaciados y densidad son similares pero con un vuelo mucho más sencillo y rápido de realizar con un sensor ALS80, aun comparando con un sensor ALS50 mejorado a 150KHz. En los vuelos LiDAR para captura de líneas de alta tensión se ajustan los parámetros de manera que e obtenga un espaciado transversal igual al diámetro del haz del pulso láser, con lo que se consigue que los pulsos transversales sean contiguos asegurando la captura del conductor (Fig. 1.c). En los sensores estudiados, la huella del pulso tiene un diámetro de 12-13cm a 500m y 23-25cm a 1.000m. Se podría trabajar con espaciados transversales mayores considerando que si el espaciado es n veces el diámetro del haz, será de esperar que se capture el conductor cada n barridos. Con un valor de n=2 o n=3 todavía dispondríamos de ecos en el conductor como para caracterizar sobradamente la catenaria:

	ALS50II	ALS80HP
Frecuencia de pulsación PR	150KHz	576KHz
Frecuencia de barrido SR	21Hz	71Hz
FOV	75°	75°
MPiA nº PiA	No (2 en ALS50II)	3
Altura (AGL)	500m	1.500m
Velocidad GS	74Km/h	204Km/h
Ancho de banda W	270m	390m
Espaciado transversal	0,12m	0,39m
Espaciado longitudinal	1m	0,79m
Densidad media	27,2 pts/m <sup>2</sup>	25,8 pts/m <sup>2</sup>
Densidad mínima	16,88 pts/m <sup>2</sup>	14,12 pts/m <sup>2</sup>
Huella del láser	0,12m	0,39m

Tabla I. Parámetros y resultados.

# MODELIZACIÓN DEL CRECIMIENTO DE LA VEGETACIÓN

Los avances en la tecnología LiDAR mostrados anteriormente son la base que permite un mayor desarrollo de nuevas técnicas de modelización forestal que hasta la irrupción del LiDAR se habían basado exclusivamente sobre trabajo de campo.

Una de las principales ventajas de la implantación de la tecnología LiDAR en el sector forestal, además de la precisión de la información para inventarios, es el cambio que ha supuesto en cuanto al uso de datos y el coste para el desarrollo



de ecuaciones que predigan el comportamiento de la vegetación, principalmente, el crecimiento La modelización forestal en España daba sus primeros pasos a principios del S.XX, si bien no fue hasta la década de los años cuarenta cuando comenzaron a publicarse las primeras tablas de producción (Bravo et al., 2011). De la misma manera que la llegada del LiDAR ha supuesto un cambio de paradigma en el inventario forestal, el desarrollo de los paquetes estadísticos y el aumento de la potencia de computación ha permitido, en los últimos veinte años, un extraordinario avance en el desarrollo de modelos de crecimiento para las principales especies forestales y en la práctica totalidad de territorios. Durante ese desarrollo, se priorizó principalmente la creación de ecuaciones o modelos que permitieran conocer la producción de los principales sistemas forestales, ya que se buscaba el objetivo de predecir la producción de madera. Con el paso del tiempo, los objetivos de la modelización fueron avanzando hacia variables como el crecimiento para luego derivar en otros aspectos como la estructura de la vegetación.

En lo relativo al crecimiento, la gran mayoría de modelos se desarrollaron para estimar el crecimiento en diámetro, como variable de más fácil medición en campo y como base para el conocimiento de otras variables necesarias para la planificación forestal. En España se han desarrollado relativamente pocos modelos de crecimiento en altura. Por otro lado, la modelización de otros aspectos de la estructura de la vegetación que podrían ser interesantes para su uso en bosques junto a líneas eléctricas, como los modelos de copa (anchura de la copa, altura de inicio de la copa viva, etc.) tampoco ha tenido un desarrollo demasiado amplio.

Con la llegada de la aplicación de la información LiDAR al sector, inicialmente para el inventario forestal como base para la toma de decisiones de gestión y planificación, el desarrollo de modelos ha tomado nuevos caminos en los que las características de la información de base (información tridimensional) y, sobre todo, el volumen de información disponible, han hecho que se puedan desarrollar modelos muy precisos tanto para la gestión forestal clásica, como para aspectos más avanzados pero igualmente necesarios e importantes como los modelos de combustible o los sistemas de mantenimiento de la vegetación alrededor de las líneas eléctricas.

El enorme desarrollo de la modelización forestal basada en LiDAR no sólo viene de la combinación de nuevos y potentes sistemas de adquisición de datos, tal y como se ha mostrado anteriormente, junto con la potencia computacional a nivel estadístico. La muy alta correlación que muestra la estructura de la vegetación con diversos estadísticos LiDAR (Naesset, 2002) provenientes de eficaces técnicas de clasificación y procesado de la información LiDAR es también una importante razón para el avance en modelización forestal basada en información LiDAR. Así, puede decirse también que los avances en la tecnología de los sensores aerotransportados junto con las mejoras en la configuración de parámetros de vuelo, etc., supone un claro punto de inflexión para su aplicación en la planificación de las labores de mantenimiento de la vegetación en líneas eléctricas.

Estas herramientas de planificación de labores de mantenimiento requieren una estimación muy precisa del desarrollo de la vegetación, principalmente en cuanto al crecimiento en altura y el desarrollo de la copa de los árboles. La gran correlación apuntada entre los parámetros altitudinales de la vegetación y los estadísticos extraídos de un procesado concreto de la información LiDAR con objetivos forestales, nos dan una buena idea de una situación de partida.

Esta situación de partida puede servir para tomar ciertas decisiones en cuanto a la planificación del mantenimiento de la vegetación en líneas eléctricas, simplemente por una clasificación de alturas y tamaños. Sin embargo, la planificación futura de estas labores de mantenimiento debe basarse, sin duda, en la estimación del desarrollo de esa vegetación, principalmente en altura. Para poder tener esa estimación futura es totalmente necesario el desarrollo de modelos de crecimiento en altura muy precisos. Para ese desarrollo, es necesario tener información de dos momentos temporales diferentes, de manera que se pueda extraer y analizar la información existente en cada momento y conocer el cambio entre ambos momentos. Para ello se requiere la información LiDAR de dos vuelos con características estables sobre la misma zona y con la misma metodología de clasificación y procesado de la información LiDAR que permita comparativas estadísticamente robustas y, derivado de ello, desarrollos de modelos de crecimiento aplicables a grandes áreas.

El presente estudio propone la realización de dos vuelos en diferentes momentos sobre zonas piloto que sirven como base para su posterior extrapolación a una población más grande. Con los avances en los sensores y los sistemas de adquisición de información LiDAR, unido al constante desarrollo de nuevas técnicas de modelización forestal basadas en el tratamiento de grandes cantidades de información, se pueden obtener, de forma estable, grandes cantidades de información en pares de datos en diferentes momentos. Una de las principales ventajas de los avances en los sensores y sus plataformas es que se aumenta la precisión y se reduce el coste que permite realizar vuelos con los intervalos de



tiempo necesarios para los objetivos buscados en cada caso. Además, estos avances aseguran una estabilidad de los datos para su análisis conjunto en diferentes tiempos.

A partir de ahí, se desarrollan modelos de crecimiento basados en información LiDAR en dos momentos temporales. Estos modelos tienen una doble base: por un lado, el enorme desarrollo de ecuaciones que relacionan diversas variables de estructura de la vegetación con combinaciones de estadísticos LiDAR. Por otra, la evolución de los modelos de crecimiento tradicionales hacia modelos de crecimiento con mucho mayor volumen de información y con necesidades diversas frente a los modelos estáticos y basados simplemente en la producción forestal del pasado.

#### CONCLUSIONES

El aprovechamiento de las prestaciones de las últimas generaciones de sensores LiDAR permitiría realizar gran parte de los trabajos de mantenimiento de líneas de transporte con aeronaves de alas fijas y a velocidades de unos 110-120 kts con lo que los tiempos de ejecución podrían reducirse a la tercera parte. La capacidad de los nuevos sistemas MPiA para mantener sus prestaciones en un rango de alturas permitiría el vuelo a altura constante (algo casi obligado en aviones de alas fijas) aun con desniveles de 200-300m en el terreno, evitando volar siguiendo el terreno y el uso de helicóptero. La posibilidad de cubrir un ancho de banda casi doble que la exigida en los pliegos, también permitiría reducir el número de pasadas al evitar algún giro suave entre apoyos. Por todo ello podría realizarse en un año la inspección LiDAR completa de toda la red de REE. Se obtendría un ahorro de costes doble, tanto por la reducción de plazos como por el uso de avión de alas fijas, de operación más económica y sencilla que el helicóptero. Téngase en cuenta que las empresas de vuelo fotográfico vertical y LiDAR disponen de aviones adaptados para el montaje del LiDAR pero no de helicópteros por lo que no sólo hay que alguilarlo sino también adaptarlo.

El uso de modelos de crecimiento de vegetación permite estimar el desarrollo de la vegetación bajo líneas eléctricas de forma precisa y, lo que es más importante, de forma espacialmente continua sobre la totalidad de la superficie sobre la que están instaladas las líneas eléctricas. Esta información precisa, continua en el espacio y con estimaciones futuras de desarrollo permite desarrollar nuevas herramientas de optimización de la planificación del mantenimiento de estas líneas, sobre todo en cuanto a planificar mejor las necesidades de mantenimiento en campo. Son labores muy costosas que requieren una estimación precisa del desarrollo de la vegetación, de manera que se optimicen los recursos necesarios para el mantenimiento.

#### **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos a Ron Roth, Product Manager Airborne Topographic LiDAR en Leica Geosystems part of Hexagon y padre de los primeros sistemas LiDAR aerotransportados, por toda la información técnica e histórica proporcionada.

#### REFERENCIAS

- F. Bravo, J. G. Alvarez-Gonzalez, M. del Rio, M. Barrio, J. A. Bonet, A. Bravo-Oviedo, R. Calama, F. Castedo-Dorado, F. Crecente-Campo, S. Condes, U. Dieguez-Aranda, S. C. Gonzalez-Martinez, I. Lizarralde, N. Nanos, A. Madrigal, F. J. Martinez-Millan, G. Montero, C. Ordoñez, M. Palahi, M. Pique, F. Rodriguez, R. Rodriguez-Soalleiro, A. Rojo, R. Ruiz-Peinado, M. Sanchez-Gonzalez, A. Trasobares and J. Vazquez-Pique; 2011. Growth and yield models in Spain: historical overview, contemporary examples and perspectives. Forest Systems 2011 20(2), 315-328
- E. Naesset; 2002. Predicting forest stand characteristics with airborne laser using a practical two-stage procedure and field data. Rem. Sens. Environ. 80, 88-99.
- VV.AA., 2016, Leica AeroPlan User Manual, Version 12.1.2.



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

Daniel Morales Wagner, Director Técnico, Ingelectus Innovative Electrical Solutions Isidro Díaz Caballero, Project Manager, Ingelectus Innovative Electrical Solutions Adolfo Gastalver Rubio, CS Engineer, Ingelectus Innovative Electrical Solutions Luna Moreno Díaz, Electrical Engineer, Ingelectus Innovative Electrical Solutions David Señas Sanvicente, CS Engineer, Ingelectus Innovative Electrical Solutions Antonio Gómez Expósito, Catedrático de Universidad, E.S.I., Universidad de Sevilla Antonio de la Villa Jaén, Profesor Titular de Universidad, E.S.I., Universidad de Sevilla Esther Romero Ramos, Profesor Titular de Universidad E.S.I., Universidad de Sevilla Susana Carillo Aparicio, Head of Living Labs, Endesa Distribución Eléctrica Francisco Javier Leiva Rojo, Living Labs Project Manager, Endesa Distribución Eléctrica

Resumen: La siguiente comunicación muestra el análisis de parte de los resultados obtenidos en el proyecto MONICA. El Estimador de Estado implementado en el entorno Smartcity Málaga está proporcionando información de gran potencial para la operación, mantenimiento y planificación de las redes MT/BT. Del análisis de dicha información se realizan diagnósticos enfocados principalmente a identificar y estudiar aquellos puntos conflictivos de la red en cuanto a tensiones, desequilibrios, saturaciones y pérdidas técnicas. El objetivo es contribuir a la mejora de la calidad de suministro en las redes MT/BT, aspecto de gran importancia para las empresas distribuidoras debido a la creciente inclusión de elementos activos en la red (generación distribuida, vehículo eléctrico, almacenamiento, etc.).

Palabras clave: Estimador de Estado en Redes de Distribución, Smart Grids, Monitorización, Operación, Desequilibrios, Calidad de Suministro

#### INTRODUCCIÓN

La creciente inclusión de energías renovables, la presencia cada vez más sustancial del vehículo eléctrico, así como la introducción del autoconsumo en niveles bajos de tensión, hace que las compañías distribuidoras de energía eléctrica tengan que plantearse como están operando, planificando y supervisando las redes MT/BT (Media Tensión/Baja Tensión). Estas redes ya no son elementos pasivos consumidores de energía, sino elementos que van a participar de una forma activa en la gestión de la energía, pareciéndose cada vez más a las redes de transporte. En este sentido, la digitalización y monitorización de las redes se plantea como algo fundamental y que poco a poco las distribuidoras tendrán que ir adoptando e incorporando a sus sistemas.

Para la monitorización de las redes, el primer paso es tener un estado de la red que permita conocer cómo se encuentran los nudos de la red en cuanto a tensiones, saturación y desequilibrios. En el proyecto MONICA, que ha aportado como primicia internacional un Estimador de Estado (EE) en redes MT/BT, se desarrolló una herramienta de estimación de estado que utilizaba la topología y los datos de medidas de sensores y contadores para obtener un estado coherente de la red eléctrica. El conocimiento del estado de la red permite a las compañías distribuidoras convertirse en operadores de redes y no en simples gestores de los activos de la red.

Hay que tener en cuenta que las redes de distribución están sufriendo una profunda transformación gracias a la instalación de contadores digitales y de sistemas de monitorización y telemando en centros de transformación. Esta transformación favorece la aparición de un ADMS (*Advance Distribution Management System*) para redes de distribución, el cual permite que puedan ser operadas con más garantías y flexibilidad.

#### EL ESTIMADOR DE ESTADOS DEL PROYECTO MONICA

En el alcance de MONICA se encuentran 2 anillos de MT y 47 centros de distribución (CD) de BT. MONICA ha aprovechado una infraestructura básica de sensores y comunicaciones, que por primera vez ha puesto a disposición de los operadores un flujo constante y masivo de datos en tiempo real extendido (a intervalos de entre 5 minutos para el estimador de MT y 15 minutos para el de BT), incrementándose el volumen de información disponible. El EE ha mostrado un comportamiento muy robusto, obteniendo resultados para la mayoría de escenarios, siendo su porcentaje de éxito cercano al 90 %.



La Figura 1 muestra una representación en el tiempo de las ejecuciones del EE durante algunos meses de 2018 para cada CD de BT. Se representan en verde los escenarios en los que el estimador se ha ejecutado (ha convergido) y ha devuelto un fichero de salida/resultados. En rojo se representan aquellos escenarios con cualquier otra casuística que impida la obtención de un fichero de resultados por parte del estimador (datos de entrada incompletos, petición incorrecta, etc.). Se observa que la mayoría de CDs se han ejecutado correctamente durante el período analizado (línea temporal predominante verde). Sin embargo, hay algunos CDs que no convergen en la mayoría de escenarios. Estos casos probablemente se deban a errores topológicos o a que no llegan las medidas críticas para poder ejecutar el estimador. En definitiva, se puede afirmar que el EE tiene un ratio de convergencia de más de un 90% porque, la mayoría de casos en los que no se devuelve un fichero de resultados es debido a que los datos de entrada no son válidos y no al estimador en sí.

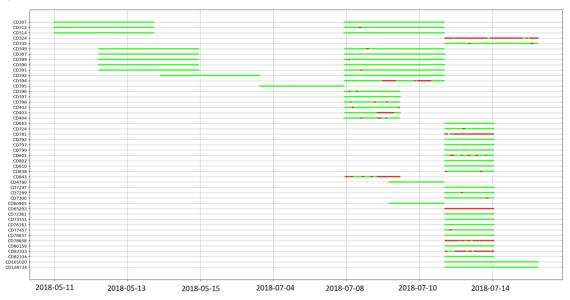


Figura 1. Ejecuciones del estimador de estado para cada CD.

Para analizar correctamente este porcentaje de éxito también hay que tener en cuenta el nivel de redundancia, que se corresponde con el número de medidas de que se dispone por variable de estado. Los estimadores convencionales de alta tensión se encuentran en un porcentaje de éxito cercano al 95 %, pero con un nivel de redundancia que puede llegar a superar 3.0. Sin embargo, este estimador de MT/BT presenta niveles de redundancia de 1.3 aproximadamente. Por tanto, el hecho de que el estimador de estado de MT/BT alcance resultados parecidos a los estimadores convencionales de AT es un gran éxito.

# ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL ESTIMADOR DE ESTADOS DEL PROYECTO MONICA

Se han generado análisis estadísticos periódicos para dar información sobre la situación de la red MT y BT a nivel de saturaciones, caídas de tensión, pérdidas técnicas y no técnicas, desequilibrios o estado de carga de los transformadores. Los resultados que se presentarán en esta comunicación se han extraído de las ejecuciones del EE durante los meses de abril a agosto de 2018. Toda esta información se puede utilizar para la prevención de fallos, generación de alarmas y mapas zonales que ayuden a la explotación y planificación del mantenimiento de la red de distribución.

La Figura 2 es un diagrama de caja que muestra la potencia activa consumida por cada uno de los CDs. Este diagrama muestra perfectamente el consumo medio de cada centro, además de la dispersión de los consumos. Se pueden identificar con claridad los centros que tienen un consumo medio más elevado y los consumos máximos. A modo de ejemplo, podría citarse el CD 390, uno de los CDs con más consumo de la red de MONICA. El consumo medio de este CD está en torno a 200 kW, y su consumo máximo registrado es de 475 kW. Dado que su potencia nominal es de 630 kVA, su porcentaje de carga medio es del 30 %. En general, puede afirmarse que los CDs del ámbito MONICA están descargados.



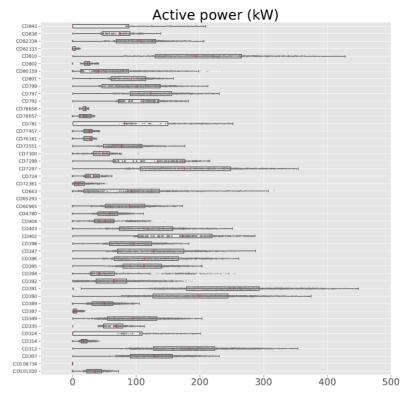


Figura 2. Análisis estadístico de la potencia activa consumida por cada CD.

Hasta ahora, toda la información que tenían las distribuidoras acerca de los desequilibrios era la potencia instalada en cada fase. Al ser el estimador de estado de BT una herramienta que trabaja de forma trifásica, también puede analizar los desequilibrios que se producen en cada uno de los centros con la información proporcionada de los consumos de los clientes y medidas en el propio CD.

En la Figura 3 se muestra la potencia activa consumida por fase en los CD 7297 y 797. En el primero, se puede observar claramente cómo la fase S está menos carga con respecto a las fases R o T. En el segundo, se aprecia que la fase R está más cargada que las fases S y T. Esta información es útil para conocer las fases más cargadas y predecir saturaciones, o, para dar información al operario de la distribuidora de dónde deben conectarse los nuevos clientes para equilibrar los consumos. Un mayor grado de desequilibrio produce un aumento de pérdidas técnicas, la circulación de intensidad por el neutro, tensiones desequilibradas y, en consecuencia, es un factor a tener en cuenta cuando se operan este tipo de redes.

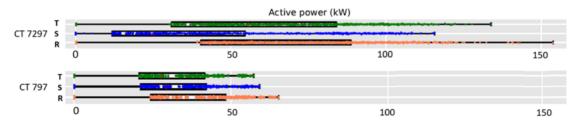


Figura 3. Análisis estadístico de la potencia activa consumida por fase en los CDs 7297 y 797.

Este mismo tipo de diagrama estadístico, diagrama de cajas, se ha realizado con las tensiones en los nudos de BT de los transformadores de cada CD. El resultado de este análisis se muestra en la Figura 4 y es muy interesante ya que, da una idea de la tensión promedio de operación que tiene cada centro. Se observa que, en torno a un 40% de los centros tiene una tensión media de 231 V, la tensión nominal de la red. La mayoría de centros restantes tienen tensiones medias superiores, sin pasar de los 245 V. Esta gráfica también proporciona información sobre la variabilidad



de la tensión, que es un indicador de cómo de estable es la red de MT en tensiones. Una red débil presenta mucha variabilidad en tensiones, mientras que, una red fuerte, presenta poca variabilidad. La tendencia general que se observa es una banda de variabilidad de la tensión de entre 8 a 10 V.

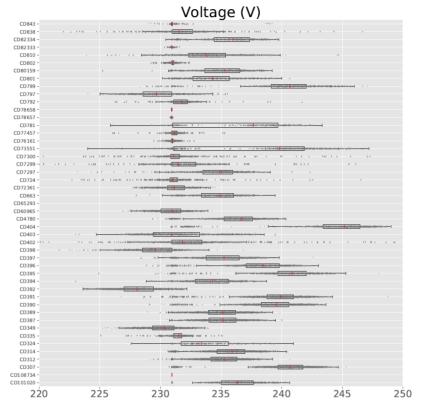


Figura 4. Análisis estadístico de tensiones en el nudo de BT de cada CD.

En la Figura 5 se presenta el perfil de tensión de los centros 797 y 391 durante tres días. Cada punto representa un escenario, ejecutado cada 15 minutos por el EE. En primer lugar, se observa que cada centro opera con una tensión promedio distinta en el lado de BT. El CD 391 tienen una tensión promedio de operación de 240 V, como se observaba en la Figura 4, mientras que el CD 797 opera en torno a 229 V. Por otra parte, también se observan los tramos horarios con niveles de tensión mínimos y máximos. En el caso del CD 797, las horas con mínimas tensiones se tienen en torno a las 12 y las 24 horas. Si se tuviesen problemas de subtensiones, en este estudio se identificarían con claridad las horas a las que se producirían.

También se puede obtener información por cada una de las LBT (líneas de Baja Tensión) o feeders de cada CD. La Figura 6 muestra las pérdidas técnicas en cables que se producen en cada una de las LBT del CD 797. Se observa de forma evidente que la línea 3 tiene unas pérdidas muy por encima del resto de líneas de BT. Analizando las saturaciones de cada fase de la línea 3, se encuentra que hay períodos de tiempo con saturaciones por encima del cien por cien. Se trataba de un cable que estaba mal identificado en la base de datos y que al tener una sección muy pequeña estaba dando unas pérdidas por encima de los valores que se esperan para estos cables. En este caso, el análisis de estos datos no sólo sirve para la operación, sino también para identificar errores que se puedan estar cometiendo en las bases de datos en cuanto a secciones de cables.

Este tipo de información, que se obtiene de forma automática y proactiva analizando los datos del estimador de estados, es fundamental para dar la mejor calidad de suministro a los clientes y operar de manera eficiente la infraestructura actual. Es muy importante tener información no sólo cuando ocurren eventos críticos, sino con anterioridad a que éstos sucedan. De esta forma, se hace posible el mantenimiento predictivo y la operación de la red de forma preventiva, evitando la concurrencia de casos críticos y proporcionando información útil al operador de la red.



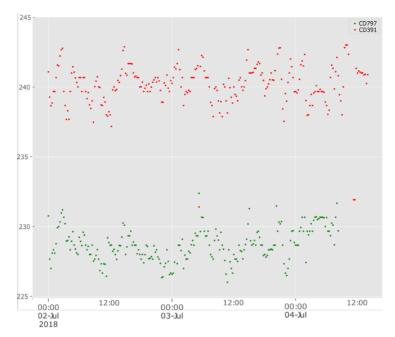


Figura 5. Perfil de tensión (V) en el nudo de BT de los CDs 797 y 391.

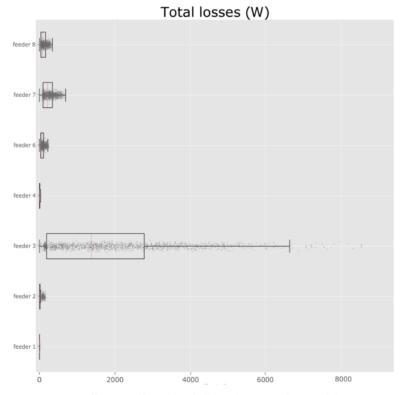


Figura 6. Análisis estadístico de pérdidas técnicas en las LBT del CD 797.



#### CONCLUSIONES

Las redes de distribución MT y BT se explotan sin tener en cuenta factores disruptivos del mercado como, la introducción del vehículo eléctrico o sistemas de almacenamiento doméstico, dando por hecho que están suficientemente dimensionadas para soportar cualquier punta de demanda.

El estimador de estado es una herramienta muy potente para las distribuidoras, ya que, genera información que resulta clave para la operación de las redes MT/BT. Esta información histórica es muy valiosa y puede servir de base para llevar a cabo estrategias de mantenimiento predictivo. Para ello, es necesario aplicar técnicas de automatización para el tratamiento masivo de los datos recogidos, su organización estructurada y una presentación que permita al técnico responsable evaluar una situación rápidamente y poder actuar en consecuencia.

Los resultados demuestran el potencial del estimador de estados de cara a optimizar la operación y planificación de las redes de distribución de MT y BT, con las siguientes funcionalidades:

- Cuantificar y analizar las pérdidas técnicas.
- Evaluar las sobretensiones y subtensiones de la red.
- Evaluar las sobrecargas en la red.
- Analizar los deseguilibrios: Intensidades a través del neutro.
- Optimizar la planificación de la red.
- Identificar/detectar medidas erróneas (pueden deberse a un fallo en el sensor de medida, problemas en comunicaciones, existencia de un fraude, etc.).



# APLICACIÓN WEB PARA SIMULACIÓN DE REDES PLC PRIME

Miguel Seijo, Investigador, Universidad Carlos III de Madrid (UC3M)
Gregorio López, Profesor Ayudante Doctor, Universidad Politécnica de Madrid (UPM)
Javier Matanza, Profesor Colaborador Asistente, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI)
José Ignacio Moreno, Profesor Titular, Universidad Carlos III de Madrid (UC3M)

Resumen: Las comunicaciones sobre el cable eléctrico (Power Line Communications) presentan una serie de ventajas para ser utilizadas en aplicaciones para redes eléctricas inteligentes (Smart Grids), como que no es necesario desplegar infraestructura adicional. Sin embargo, también presentan problemas, como que se trata de un canal selectivo en frecuencia, que la impedancia del medio varía con el tiempo dependiendo de las cargas conectadas o que la comunicación puede verse deteriorada por el ruido introducido por otros dispositivos. Por tanto, es interesante disponer de herramientas de simulación que permitan planificar, evaluar y tomar decisiones relativas a este tipo de redes de manera ágil y económica. Sin embargo, la complejidad y curva de aprendizaje de los simuladores de redes de comunicaciones dificulta su manejo en entornos operativos. Este artículo presenta una aplicación web que permite simular de manera amigable tanto redes PLC reales como escenarios sintéticos. Concretamente, la aplicación se centra en la tecnología PLC de banda estrecha PRIME, ampliamente utilizada en infraestructuras de medición avanzada, y se basa en el conocido simulador de redes PRIME SimPRIME.

Palabras clave: Aplicación web, PLC, PRIME, SimPRIME, Simulación

# INTRODUCCIÓN

Las comunicaciones sobre el cable eléctrico (Power Line Communications) presentan una serie de ventajas para ser utilizadas en aplicaciones para redes eléctricas inteligentes (Smart Grids), como que no es necesario desplegar infraestructura adicional [1]. Sin embargo, también presentan problemas, como que se trata de un canal selectivo en frecuencia, que la impedancia del medio varía con el tiempo dependiendo de las cargas conectadas o que la comunicación puede verse deteriorada por el ruido introducido por otros dispositivos. Por tanto, es interesante disponer de herramientas de simulación que permitan planificar, evaluar y tomar decisiones relativas a este tipo de redes de manera ágil y económica. Sin embargo, la complejidad y curva de aprendizaje de los simuladores de redes de comunicaciones dificulta su manejo en entornos operativos.

Este artículo presenta una aplicación web que permite simular de manera amigable tanto redes PLC reales como escenarios sintéticos. La aplicación se centra en la tecnología PLC de banda estrecha PRIME [2], ampliamente utilizada en infraestructuras de medición avanzada, y se basa en el conocido simulador de redes PRIME SimPRIME [3].

El resto del artículo se estructura de la siguiente manera. La sección 2 describe el funcionamiento del simulador junto a la arquitectura y las tecnologías utilizadas para el desarrollo de la aplicación web. La sección 3 presenta la validación y evaluación de prestaciones del simulador. Finalmente, la sección 4 resume las principales conclusiones del artículo y las futuras líneas de trabajo.

# **DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN**

La Figura 1 nos muestra la pantalla de la aplicación web que permite configurar una nueva simulación y solicitar su ejecución.





Figura 1. Pantalla para configurar y ejecutar una simulación.

Como puede verse en la Figura 1, la aplicación permite configurar los siguientes parámetros:

- Nombre/ID: Se recomienda introducir nombres que permitan identificar la simulación fácilmente, así como distinguirla de otras similares. En cualquier caso, la aplicación asigna un identificador unívoco a cada simulación (ID).
- Duración: Este campo se refiere al tiempo real que va a ser simulado (en segundos). El tiempo que tardará la simulación en ejecutar en principio siempre será mayor. Se recomienda establecer una duración superior a 5000 s, para garantizar que se simula tiempo suficiente como para que la red se establezca y se puedan tomar medidas del tiempo que se tarda en obtener informes de consumo de todos los contadores de la red (el denominado TTRAII). También se recomienda evitar introducir valores demasiado altos para que las simulaciones no duren demasiado tiempo.
- Repeticiones: El número de repeticiones debe fijarse teniendo en cuenta el valor introducido en el campo "Duración". Para obtener resultados estadísticamente significativos es necesario disponer de un número mínimo de muestras (p.ej., más de 100). Por lo tanto, teniendo en cuenta que el tiempo que tarda la red en establecerse es aproximadamente 1000 s, si teóricamente calculásemos que el tiempo que tarda el concentrador en obtener un determinado informe de consumo de todos los contadores de la red es 1000 s y fijásemos una "Duración" igual a 5000 s, sabríamos que en una ejecución obtendríamos 4 valores de TTRAll. Por lo tanto, si quisiésemos obtener más de 100 valores, en "Repeticiones" deberíamos introducir un valor superior a 25.
- Constelación: Desplegable que permite seleccionar la constelación que utilizan los contadores para transmitir información. Puede seleccionarse cualquiera de las constelaciones que soporta el estándar PRIME (i.e., DBPSK, DQPSK, D8PSK, con FEC OFF u ON). Si se selecciona la opción "Dinámico", la constelación se negocia dinámicamente entre cada par de nodos en base a las condiciones del canal, tal y como se define en el estándar. Por defecto se utiliza la constelación más robusta (DBPSK con FEC ON).
- Archivo de topología: Puede ser un fichero estándar de topología lógica en formato XML (S11) o un .ZIP que contenga planos en formato Shapefile junto a un Excel que indique los contadores con y sin capacidad de comunicación en el escenario considerado.
- BER: Tasa de error de bit. Este parámetro sólo tiene efecto cuando se proporciona un informe S11 como archivo de topología. BER1 se refiere a la tasa de error de bit entre todos los nodos que se encuentran en un mismo nivel



lógico y BER2 a la tasa de error de bits entre nodos que se encuentran en niveles lógicos contiguos, por lo que BER1 siempre debe ser menor que BER2. En principio, la versión actual del simulador asume que dos nodos que se encuentran a más de un nivel lógico de distancia no pueden "verse" (i.e., BER infinita). Estos valores hay que fijarlos cuidadosamente. Si se fijan valores demasiado altos el resultado puede ser que no exista comunicación entre los nodos de la red y, por tanto, no se obtenga ningún resultado de la ejecución. Las BER están relacionadas con las constelaciones (modulaciones más lentas presentan BER más bajas mientras que modulaciones más rápidas presentan BER más altas para un mismo valor de SNR). Se consideran razonables valores de BER en el rango de  $10^{-4} - 10^{-5}$ , siendo BER1 siempre más bajo que BER2, tal y como se ha comentado anteriormente.

- *Informe*: Se puede simular la solicitud y envío de informes S02 (curva horaria incremental) o S05 (facturación diaria). En base a medidas realizadas en el laboratorio del que se dispone en la UC3M, se ha fijado un tamaño a nivel de aplicación de las solicitudes de ambos informes de 70 Bytes. En cambio, el tamaño de un informe S02 a nivel de aplicación se ha fijado a 1568 Bytes y el de un S05, a 646 Bytes.
- *MTU*: Este campo se refiere al tamaño máximo del payload de la capa MAC en Bytes. Por ejemplo, si vamos a enviar un informe S02 e introducimos en este campo 100, se enviarán 15 paquetes a nivel MAC con un payload de 100 Bytes y un último paquete con un payload de 68 Bytes. El valor máximo que puede tomar este campo es 256 Bytes, según se indica en el estándar.
- WS: Este campo se refiere al tamaño de la ventana de transmisión de nivel de enlace (i.e., número de paquetes que pueden enviarse a nivel MAC sin necesidad de ser asentidos). P.ej., si "WS" vale 1, cada paquete debe ser asentido individualmente (i.e., "parada y espera").
- Estrategia: Este desplegable permite establecer la estrategia de sondeo de los contadores, pudiendo seleccionarse "Secuencial" (el concentrador va solicitando los informes, contador a contador) o "Simultáneo" (el concentrador solicita todos los informes de una vez mediante un mensaje de broadcast). La estrategia por defecto es "Secuencial".
- Tiempo de vida: Este campo representa el período con el que los nodos de la red intercambian mensajes de keepalive (en segundos). Valores bajos permiten tener una visión del estado y de la topología de la red muy ajustada, pero sobrecargan la red intercambiando tráfico de control. Valores altos reducen la posibilidad de que dicho tráfico afecte negativamente al rendimiento de la red, pero también provocan que la información del estado y de la topología de la red pueda estar desactualizada. El valor por defecto de este campo es 120 s.

Por tanto, la aplicación permite simular: (1) escenarios reales (desplegados en campo), si se proporcionan los mapas en formato Shapefile que los describen, o (2) escenarios sintéticos, si se proporcionan ficheros de topología S11 y se especifica la BER entre nodos en un mismo nivel lógico (BER1) y entre nodos en niveles lógicos contiguos (BER2). La primera opción puede permitir evaluar cuál es la configuración de la red PRIME que mejor se ajusta a un caso real concreto. La segunda puede permitir evaluar qué parámetros del protocolo (p.ej., MTU, WS) son más adecuados dependiendo de las condiciones de la red.

Una de las entradas principales del núcleo del simulador (SimPRIME) es la matriz de atenuaciones entre cada par de nodos de la red. Dicha matriz permite, conocida la potencia de transmisión en el nodo emisor, calcular la potencia recibida en todos los nodos de la red y, por tanto, dado un nivel de ruido de referencia, obtener la relación señal a ruido para dicho paquete en todos los nodos de la red. En la primera opción descrita en el párrafo anterior, dicha matriz de atenuaciones se obtiene aplicando Teoría de Líneas de Transmisión al grafo que se genera a partir del mapa Shapefile (módulo procesarSHAPEFILEde la Figura 2). En la segunda opción dicha matriz se obtiene a partir de las probabilidades de error de bit BER1 y BER2. La Figura 2 muestra el detalle de cómo se procesan los parámetros de entrada para configurar el núcleo del simulador (SimPRIME) y cómo se procesan los parámetros de salida del simulador.



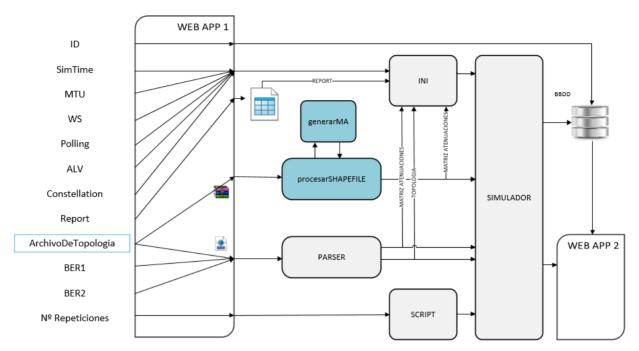


Figura 2. Diseño de bajo nivel de la aplicación web desarrollada.

Para terminar esta sección, la Figura 3 muestra una visión global de la arquitectura de la aplicación web desarrollada, así como de las tecnologías utilizadas. Como puede verse, la aplicación se basa principalmente en el web framework Django, basado en Python. También se utiliza Celery, como gestor de tareas, y RabbitMQ, como gestor de colas, para permitir ejecutar las simulaciones en segundo plano, favoreciendo así la escalabilidad de la aplicación desarrollada.

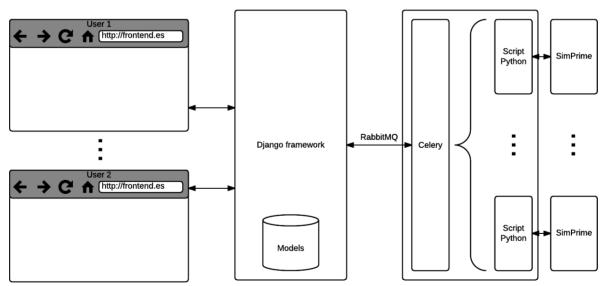


Figura 3. Arquitectura y tecnologías de la aplicación web desarrollada para el simulador de redes PRIME SimPRIME.

# **VALIDACIÓN Y EVALUACIÓN**

El objetivo de el estudio presentado en esta sección es validar si los resultados que arroja el simulador se ajustan a los resultados medidos en campo. Para conseguir este objetivo se siguió la siguiente metodología. En primer lugar, se definió la métrica en base a la que se realizará la comparación de los resultados del simulador con los resultados



medidos en campo. La métrica elegida en este caso es el TTRi, definido como el tiempo que tarda el concentrador en recibir un informe de consumo de un contador después de haber realizado una solicitud a tal efecto. Se eligió el TTRi en lugar del TTRAII (tiempo que tarda el concentrador en recibir informes de consumo de todos los contadores de la red que comanda después de haberlos sondeado adecuadamente), porque el TTRAII es un valor global que abstrae el funcionamiento individual de los nodos, mientras que el TTRi es una medida más fina, precisa y que presentará mayor variabilidad. Además, el TTRi se puede utilizar incluso en el caso de que haya contadores que en un ciclo de medida no consigan comunicarse con el concentrador, mientras que el TTRAII en ese caso sería infinito. Una vez decidida la métrica, fue necesario desarrollar un módulo software que permitiera procesar trazas de tráfico reales para calcular los TTRi, así como los parámetros que utiliza el protocolo PRIME para configurar adecuadamente el simulador (p.ej., MTU, WS).

El simulador fue validado con trazas de una red de distribución eléctrica residencial compuesta por 65 contadores inteligentes. Como muestra la Figura 4, al procesar las trazas de tráfico se obtuvo que WS = 4 y MTU = 71 bytes. Dichos valores, junto al mapa Shapefile de la red bajo estudio, se tomaron como entradas del simulador. Las salidas del simulador (TTRi) fueron procesadas para calcular intervalos de confianza al 95% con (1).

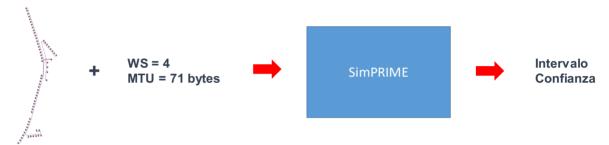


Figura 4. Esquema de las simulaciones realizadas para la validación del simulador.

La Tabla I muestra los intervalos de confianza calculados para cada una de las muestras (TTRi reales y simulados) usando la fórmula (1).

	Análisis de trazas	Simulaciones	
N	62	4374	
Media	13,5668709677	13,39230382	
Mediana	13,062	12,71	
Desviación Típica	4,208939684	1,479523905	
IC	(13,0068429098,14,1268990257)	(13,34845694,13,4361507)	

$$IC = \mu \pm \left(1.96 \frac{\sigma}{\sqrt{N}}\right) (1)$$

Tabla I. Intervalos de confianza del 95 % para TTRi medidos en campo y simulados.

El intervalo de confianza del 95% obtenido a partir de la muestra de TTRi reales indica que en el 95% de los casos un TTRi medido en ese escenario estará dentro del rango (13, 14,12). El intervalo de confianza del 95% obtenido a partir de la muestra de TTRi simulados indica que en el 95% de los casos las simulaciones de ese escenario darán un TTRi dentro del rango (13,35,13,43). Por lo tanto, el que el intervalo de confianza de los TTRi simulados esté contenido dentro del intervalo de confianza de los TTRi reales indica que en más del 95 % de los casos los resultados del simulador encajan con los medidos en campo para el escenario considerado.

Además, estos valores también encajan con otros estudios disponibles en la literatura. La referencia [4], por ejemplo, indica que, en base a medidas realizadas en redes operativas, el tiempo medio que tarda el concentrador en obtener un informe diario de consumo varía entre 10 y 12 segundos, para una red PRIME estándar, y entre 12 y 15 segundos, para una red PRIME compleja.



#### **CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS**

Este artículo presenta una aplicación web que facilita enormemente la simulación de redes PLC PRIME, asbtrayendo la complejidad subyacente (simulador SimPRIME basado en OMNeT++ y MATLAB). Como se ha presentado a lo largo del artículo, dicha aplicación permite simular tanto redes de distribución reales en operación (en base a mapas en formato Shapefile) como escenarios sintéticos (en base a fichero de topología S11 y tasas de error de bit entre nodos en un mismo nivel lógico y en niveles lógicos contiguos).

Como también se ha presentado en el artículo, los resultados del simulador han sido validados frente a trazas obtenidas en campo, algo que, hasta dónde los autores saben no se había realizado anteriormente. El que el intervalo de confianza de los TTRi simulados esté contenido dentro del de los TTRi medidos es una muy buena noticia, ya que indica que los resultados del simulador encajan con la realidad para el escenario utilizado en la validación, lo que aporta relevancia a los resultados que pueda arrojar el simulador en otros casos.

Sin embargo, para extraer conclusiones sólidas y estadísticamente significativas respecto a la capacidad de generalización del simulador y a la verosimilitud de sus resultados, es necesario realizar pruebas como las descritas en este estudio para un número de escenarios grande, incluyendo redes de todas las tipologías posibles (urbanas, semiurbanas, rurales) y considerando capturas de tráfico realizadas durante períodos de tiempo más prolongados.

#### REFERENCIAS

- [1] C. Cano, A. Pittolo, D. Malone, L. Lampe, A. M. Tonello and A. G. Dabak, "State of the Art in Power Line Communications: From the Applications to the Medium," in IEEE Journal on Selected Areas in Communications, vol. 34, no. 7, pp. 1935-1952, July 2016. doi: 10.1109/JSAC.2016.2566018
- [2] ITU-T, "G.9904: Narrowband orthogonal frequency division multiplexing power line communication transceivers for PRIME networks," October 2012. On-line: https://www.itu.int/rec/T-REC-G.9904-201210-I/en (último acceso 09-10-2018)
- [3] SimPRIME: https://www.iit.comillas.edu/jmatanza/SimPRIME/ (último acceso 09-10-2018)
- [4] A. Sendin et al., "NB-PLC for LV Smart Grid services, beyond Smart Metering", IEEE ISPLC 2014, Glasgow, Escocia



# APLICACIÓN WEB PARA DIAGNÓSTICO REMOTO DE PROBLEMAS DE COMUNICACIONES EN REDES PLC PRIME

Miguel Seijo, Investigador, Universidad Carlos III de Madrid (UC3M)

Mario Sanz, Investigador, Universidad Politécnica de Madrid (UPM)

Gregorio López, Profesor Ayudante Doctor, Universidad Politécnica de Madrid (UPM)

José Ignacio Moreno, Profesor Titular, Universidad Carlos III de Madrid (UC3M)

Resumen: Las comunicaciones sobre el cable eléctrico (Power Line Communications) presentan una serie de ventajas para ser utilizadas en aplicaciones para redes eléctricas inteligentes (Smart Grids), como que no es necesario desplegar infraestructura adicional. Sin embargo, también presentan problemas, como que se trata de un canal selectivo en frecuencia, que la impedancia del medio varía con el tiempo dependiendo de las cargas conectadas o que la comunicación puede verse deteriorada por el ruido introducido por otros dispositivos. Por estos motivos, puede ocurrir que una red dé problemas en un momento determinado, pero funcione correctamente cuando se desplace un operario a solucionarlos. Este artículo presenta una aplicación web que, en base a información recopilada en campo, permite realizar un diagnóstico preliminar de problemas de comunicaciones en redes PLC PRIME de manera remota (p.ej., identificando cuándo o en qué parte de la red se producen dichos problemas).

Palabras clave: Análisis Forense, Aplicación Web, Diagnóstico Remoto, PLC, PRIME

#### INTRODUCCIÓN

Las comunicaciones sobre el cable eléctrico (Power Line Communications) presentan una serie de ventajas para ser utilizadas en aplicaciones para redes eléctricas inteligentes (Smart Grids), como que no es necesario desplegar infraestructura adicional [1]. Sin embargo, su rendimiento depende de muchos factores, como el número de nodos de la red, la topología física y lógica, la variación de impedancia del medio dependiendo de las cargas conectadas y, sobre todo, el ruido introducido por otros dispositivos. Por estos motivos, puede ocurrir que una red dé problemas en un momento determinado, pero funcione correctamente cuando se desplace un operario a solucionarlos, con los problemas logísticos y costes asociados que ello conlleva.

Este artículo presenta una aplicación web (*PRIME Analytics* [2]) que, en base a información recopilada en campo, permite realizar un diagnóstico preliminar de problemas de comunicaciones en redes PLC PRIME [3] de manera remota (p.ej., identificando cuándo o en qué parte de la red se producen dichos problemas).

El resto del artículo se estructura de la siguiente manera. La sección 2 describe el funcionamiento de la herramienta desarrollada. La sección 3 presenta una serie de casos de uso que ilustran la funcionalidad de la herramienta. La sección 4 presenta algunas propuestas para mejorar el rendimiento de la herramienta desarrollada. Finalmente, la sección 5 resume las principales conclusiones del artículo y las futuras líneas de trabajo.

# **DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN**

La herramienta de análisis de trazas PRIME *PRIME Analytics* permite extraer información de redes en operación mediante el análisis de ficheros accesibles de manera telemática a través del concentrador. Concretamente, la herramienta está especialmente diseñada para extraer aquella información que sea relevante para el diagnóstico y solución de problemas que afecten al rendimiento de las redes bajo análisis. Su desarrollo en lenguaje Python bajo el Web framework Django le otorga gran fiabilidad y flexibilidad.

Concretamente, la herramienta PRIME Analytics toma como entradas:

- Fichero de topología S11
- Eventos de topología (compatible con concentrador CIRCUTOR)
- Trazas de tráfico (compatible con concentrador CIRCUTOR)

La información gráfica que proporciona es la siguiente:

- Porcentaje de paquetes por tipo. Aplicado en diferentes gráficos sobre el total de paquetes, sobre los paquetes recibidos por el concentrador (uplink) y sobre los paquetes enviados por el concentrador (downlink).
- Porcentaje de paquetes enviados/recibidos por el concentrador (uplink vs downlink).



- Evolución del SNR a lo largo del tiempo dada la dirección MAC de un contador.
- Instantes con mayor número de desregistros en intervalos de 15 minutos.
- Porcentaje de conexiones realizadas a cada uno de los contadores que actúan como repetidor, dada la dirección MAC de un contador específico.
- SNR medio para cada contador.
- Número de peticiones de promoción a repetidor provocadas por cada uno de los contadores sin conectividad directa.
- Número de hijos para cada uno de los contadores que actúan como repetidor. Se muestran los 25 con mayor número de hijos.
- Estado de la topología lógica a lo largo del tiempo. Se generan instantáneas del estado de la topología lógica cada minuto y se muestra un diagrama jerárquico de la primera instantánea del intervalo seleccionado.
- TTRi (tiempo que tarda el concentrador en recibir un informe SO2 de un contador después de haberle enviado una solicitud a tal efecto) frente a NID (SID + LNID).

Asimismo, también proporciona la siguiente información tabulada:

- Lista de nodos ordenados por el número de desregistros de sus nodos hijo
- Lista de nodos ordenados por su número de desregistros.

La Figura 1 ilustra el funcionamiento de la aplicación web desarrollada.

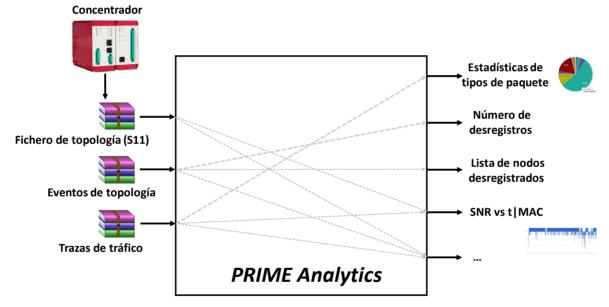


Figura 1. Entradas y salidas de la aplicación web para análisis forense y diagnóstico de problemas de comunicaciones remoto en redes PRIME Analytics.

#### **CASOS DE USO**

El análisis de la información gráfica y tabulada que proporciona la herramienta PRIME Analytics puede permitir:

- Distinguir entre escenarios problemáticos y no problemáticos
  - o Identificar intervalos temporales problemáticos
  - o Identificar nodos problemáticos dentro de un intervalo problemático

Para distinguir entre escenarios problemáticos y no problemáticos pueden utilizarse, por ejemplo, las gráficas de tipos de paquete. La Figura 2 muestra dos gráficas de tipos de paquetes para dos escenarios distintos. Se observa que el ratio de ALV\_B frente a ALV\_S es mayor en la gráfica de la izquierda (12.1% frente a 4.6%) que en la de la derecha (43% frente a 40.6%). Cuanto mayor sea este parámetro, más problemas habrá en las comunicaciones, ya que implica que hay más mensajes de ALV enviados por el concentrador que se quedan sin respuesta. En la Figura 2 también se observa que el porcentaje de solicitudes de promoción (PRO REQ S) es muy superior en el escenario de la izquierda (53.5%)



que en el de la derecha (1.2%). Un porcentaje bajo como el de la derecha está asociado a una topología sencilla y estable, mientras que uno alto como el de la izquierda está asociado a una topología compleja y dinámica, que puede deberse a variaciones de impedancia frecuentes o a la aparición de ruido.



Figura 2. Gráficas de tipos de paquete para un escenario problemático (izquierda) y uno no problemático (derecha).

La Figura 3 muestra la gráfica de SNR medio, que también es útil para distinguir entre un escenario problemático y uno que no lo es. Puede observarse que en la gráfica de la izquierda hay dos grandes grupos: unos con SNR por encima de 18 dB, pero la mayoría con SNR por debajo de 12. En la gráfica de la derecha, en cambio, todos tienen una SNR media por encima de 18 dB.

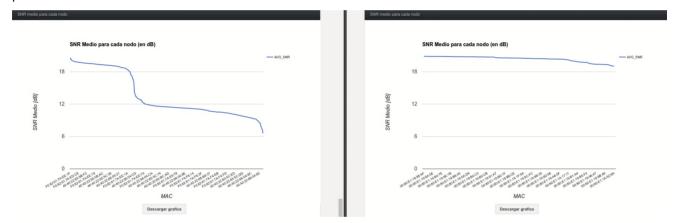


Figura 3. Gráficas de SNR medio para un escenario problemático (izquierda) y uno no problemático (derecha).

Para la identificación de intervalos temporales problemáticos, se puede usar el listado de instantes con mayor número de desregistros. En la Figura 4 puede verse que, en el escenario bajo estudio en cuestión, entre las 7:45 y las 8:30 del día 03/05/2016 se desregistran 817 contadores.



Desregisti	os Tiempo	
	298 2016-04-28 12:00:00	
	284 2016-05-03 08:15:00	
	270 2016-05-03 08:00:00 🔀	
	263 2016-05-03 07:45:00	
	250 2016-05-02 09:45:00	
	244 2016-04-28 11:45:00	
	238 2016-04-28 12:15:00	
	238 2016-05-02 19:30:00	
	238 2016-04-28 14:45:00	
	231 2016-04-28 13:45:00	
	231 2016-04-28 14:15:00	
	231 2016-05-02 11:00:00	
	229 2016-04-29 12:15:00	
	228 2016-05-02 12:30:00	
	227 2016-05-03 12:15:00	
	224 2016-05-02 10:00:00	
	215 2016-05-03 07:15:00	
	212 2016-05-02 12:00:00	
	209 2016-04-28 14:00:00	
	209 2016-05-02 10:45:00	
	208 2016-04-28 13:30:00	
	204 2016-04-28 09:00:00	
	203 2016-04-28 12:30:00	

Figura 4. Tabla de instantes con mayor número de desregistros (en intervalos de 15 minutos).

Respecto a la identificación de nodos problemáticos, si se selecciona un intervalo temporal que cubra dicho periodo y se observa el número de switches ordenados por número de desregistros de sus hijos, puede observarse cuáles son los dos switches de los que se desregistran más nodos, a los que nos referiremos como SW1 y SW2. Los nodos pueden desregistrarse porque pierdan conectividad o porque algún nodo en su cadena de comunicación hacia el concentrador lo haga. Si se mira la gráfica de conexiones a switches para esos dos nodos se observa que ambos se comunican con el concentrador a través del switch SW3. Si se busca el switch SW3 en la tabla de nodos ordenados por número de desregistros, se observa que no se desregistra en el período seleccionado, por lo que se puede concluir que el problema está "aguas abajo". Si se busca a los switches SW1 y SW2 en dicha tabla, también se observa que tampoco se desregistran en ese intervalo, por lo que el problema está en los nodos conectados a ellos. Analizando los nodos con mayor número de desregistros en ese período, se observa que ambos se conectan a los switches SW1 y SW2, por lo que el problema de comunicaciones se localiza en el tramo que conecta a estos nodos con sus padres. Los operarios podrían localizar dicho tramo utilizando las MACs de dichos nodos y las de los switches SW1 y SW2.

#### **MEJORAS DE RENDIMIENTO**

La herramienta *PRIME Analytics* hace uso tanto de almacenamiento como de consulta de datos, llegando a manejar volúmenes de información muy elevados debido a la cantidad de ficheros que se cargan en ella. Esto afecta al tiempo que tardan las consultas en devolver el resultado. Por ello, en esta sección se plantean diferentes técnicas de optimización, centrándonos, principalmente, en el uso de técnicas de paralelización de bases de datos, con el fin de optimizar los tiempos de respuesta, y en la computación en la nube, con el fin de optimizar recursos.

La Figura 5 ilustra el funcionamiento general de la propuesta de paralelización de bases de datos.



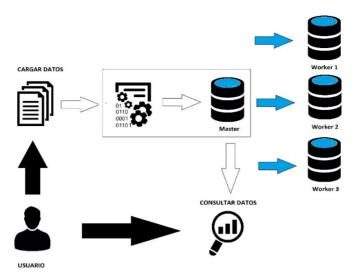


Figura 5. Esquemático del funcionamiento de PRIME Analytics con BBDD distribuida.

En este caso se optó por la utilización de la extensión de PostgreSQL denominada Citus, la cual permitía realizar tanto consultas en paralelo como aumentar la disponibilidad de la aplicación mediante replicación. Como puede verse en la Figura 6, en las gráficas que utilizan información relativa a las trazas se consigue una considerable mejora en los tiempos de respuesta. Esto se debe a que el número de datos que contiene la tabla de trazas para el ejemplo analizado es muy elevado (más de 2 millones), lo que destaca la ventaja del uso de consultas en paralelo frente a las consultas secuenciales. Por el contrario, para las gráficas asociadas a la información relativa a los nodos, no se aprecia mejora en ninguno de los casos en los que se utiliza la base de datos distribuida. Esto se debe principalmente a que esas consultas piden el recuento de un determinado dato. Generalmente este tipo de consultas son muy rápidas debido a que no es necesario la realización de operaciones matemáticas ni filtrados especiales en la base de datos.

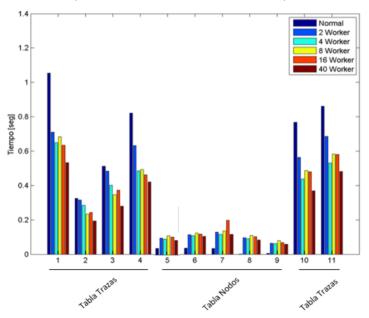


Figura 6. Comparativa de medianas sobre la conexión directa a la BBDD.

Respecto al uso de la nube, se comparó la ejecución en un Dell Inspiron 7000 con una instancia t2.micro de AWS y con una instancia m4.4xlarge de AWS. Tras analizar los resultados mostrados en la Figura 7, se puede observar que el uso de recursos Cloud en sí mismo no proporciona una mejora en el rendimiento, pero sí se puede concluir que se puede



obtener un gran rendimiento con una inversión menor. En este caso se compara la inversión en un equipo Dell de 700€ frente a una instancia AWS de pago de 0,14\$/hora. Debido a que el uso de los recursos funciona bajo demanda, se observa que se obtienen resultados ligeramente mejores con una inversión inicial mucho más baja.

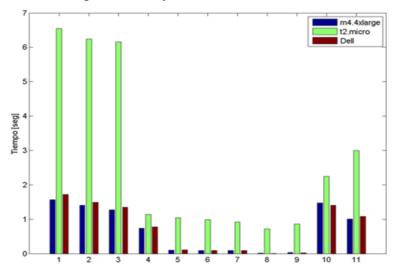


Figura 7. Comparativa de medianas sobre peticiones http a la interfaz web en Cloud.

# **CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS**

Este artículo presenta la herramienta web *PRIME Analytics*, que pretende asistir a las distribuidoras eléctricas en la gestión de problemas de comunicaciones en redes PLC PRIME. A lo largo del artículo se ilustra cómo, analizando las gráficas y tablas que muestra la herramienta a partir de ficheros estándar que proporciona el concentrador, se puede distinguir entre escenarios problemáticos y no problemáticos desde el punto de vista de comunicaciones y, en el caso de los escenarios problemáticos, identificar los intervalos temporales problemáticos, así como el tramo de la red PLC PRIME donde se produce el error. Asimismo, el artículo también presenta algunas mejoras analizadas para optimizar tiempos de respuesta y recursos. Cabe destacar que la herramienta *PRIME Analytics* ha sido utilizada en estudios como el presentado en [4].

#### **REFERENCIAS**

- [1] C. Cano, A. Pittolo, D. Malone, L. Lampe, A. M. Tonello and A. G. Dabak, "State of the Art in Power Line Communications: From the Applications to the Medium," in IEEE Journal on Selected Areas in Communications, vol. 34, no. 7, pp. 1935-1952, July 2016. doi: 10.1109/JSAC.2016.2566018
- [2] PRIME Analytics: https://www.youtube.com/watch?v=U18Rcd82OOs (último acceso 09-10-2018)
- [3] ITU-T, "G.9904: Narrowband orthogonal frequency division multiplexing power line communication transceivers for PRIME networks," October 2012. On-line: https://www.itu.int/rec/T-REC-G.9904-201210-I/en (último acceso 09-10-2018)
- [4] G. López, J.I. Moreno, E. Sánchez, C. Martínez and F. Martín "Noise Sources, Effects and Countermeasures in Narrowband Power-Line Communications Networks: A Practical Approach," in Energies, vol. 10, no. 8: 1238, 2017.



# VALIDACIÓN DE UNA HERRAMIENTA PARA LA PREDICCIÓN DE ENERGÍA SOLAR EN HORIZONTES DE TIEMPO CERCANOS

Fermín Rodríguez Lalanne, Doctorando, Ceit-IK4
Ainhoa Galarza Rodríguez, Doctora e Investigadora, Ceit-IK4
Luis Fontán Agorreta. Doctor e Investigador Senior. Ceit-IK4

Resumen: Esta comunicación científica muestra tanto los pasos para el desarrollo como la validación de una herramienta que permite predecir la energía solar generada en horizontes de tiempo cercanos. A pesar de que en los últimos años se viene haciendo una apuesta en firme por la implementación de generadores renovables para obtener una energía más limpia, existe una serie de desafíos a los que estas fuentes alternativas han tenido y están teniendo que hacer frente: en primer lugar, las curvas de producción y de demanda energética deben casar en todo momento para garantizar el control de cualquier sistema eléctrico; sin embargo, la volatilidad de estas fuentes introduce una gran incertidumbre y complica la casación de ambas curvas; en segundo lugar, las empresas de generación de energía necesitan una estimación precisa de la energía que serán capaces de producir al día siguiente, de cara a vender dicha energía en el POOL. La herramienta que se presenta en esta comunicación aborda la problemática que surge en relación al control de sistemas que están basados en la energía solar debido a su volatilidad. La capacidad de la herramienta desarrollada para predecir la radiación solar futura en un horizonte de tiempo cercano permitirá estimar con una elevada fiabilidad la producción de energía, optimizando así tanto el control de la red tradicional como el control de otros sistemas, como las microredes, que obtienen la energía de fuentes renovables. Asimismo, en aras de validar tanto el método de optimización como la fiabilidad de la herramienta final, se han escogido ubicaciones con condiciones climáticas diferentes. De esta forma, se apreciará el grado de precisión de la herramienta y cómo varía esta en función del lugar geográfico seleccionado.

Palabras clave: Energía Solar, Modelo de Predicción, Inteligencia Artificial, Optimización de Control

#### INTRODUCCIÓN

Debido a algunos factores como el crecimiento de la demanda eléctrica, el cambio climático y la desregulación del mercado, la red eléctrica ha sufrido numerosos cambios en los últimos años. Estos cambios están planteando retos que no se espera que las redes de energía tradicionales vayan a ser capaces de superar por sí solas [1]. Una de las alternativas que está cobrando mayor peso y que la red tradicional no sería capaz de afrontar por sí misma, es la de la generación distribuida mediante la incorporación de energías renovables. Entre los beneficios que ofrece la generación distribuida destacan: la mejora en la fiabilidad, reducción de pérdidas e integración de renovables. En lo que a los inconvenientes se refiere, esta alternativa incrementa el número de agentes a controlar, por lo que la complejidad del sistema se va incrementando a medida que se introducen nuevos generadores. Asimismo, se pueden dar situaciones en las que no se pueda garantizar la estabilidad y la frecuencia de las ondas de tensión y corriente. En esta situación, las microrredes se pueden emplear como una plataforma tanto para integración de tecnologías de generación distribuida renovable, como para superar los efectos negativos que se han citado.

Aunque hay que tener en cuenta que las tecnologías de origen renovable afrontan la necesidad de una energía sostenible, su dependencia de las condiciones climáticas genera complicaciones a la red de energía [2]. En lo que a la generación solar se refiere, la variación de la irradiación solar no es solo diurna, sino que además también varía en función de las condiciones meteorológicas. Este es el motivo por el que es necesario predecir con el mayor grado de acierto posible la producción de energía, si se quiere tener un sistema lo más equilibrado posible.

Esta comunicación científica presenta la validación de un modelo de predicción para la generación de energía solar. La herramienta desarrollada se basa en una Red Neuronal Artificial (RNA) y es capaz de predecir, con un alto nivel de precisión, la energía que producirán las tecnologías solares en el corto plazo, 10 minutos.

# **METODOLOGÍA**

# Elección del modelo de predicción

En la bibliografía se pueden encontrar diferentes métodos para predecir los parámetros meteorológicos necesarios relacionados con la generación solar. Los modelos se clasifican en: modelos simples y múltiples.



En lo que a los modelos simples se refiere, se pueden distinguir de nuevo dos grupos; por un lado, los modelos físicos, como puede ser la predicción numérica de las variables meteorológicas y, por otro lado, los métodos estadísticos. Dentro de los métodos estadísticos se encuentran el método de persistencia, modelos autorregresivos, redes neuronales artificiales y máquinas de vectores de soporte. La fuerza de estos métodos reside en dos factores: el horizonte de predicción y la disponibilidad de bases de datos fiables. Los modelos múltiples se basan en la combinación de modelos simples. More et al. [3] se decantan a favor de los modelos múltiples, argumentando que los parámetros climáticos no pueden obtenerse de un solo método debido a su variabilidad.

Además, en lo que a la predicción de parámetros meteorológicos se refiere, hay que tener en cuenta que la complejidad que entraña el desarrollo de los modelos múltiples es mayor que la de los modelos simples. Si bien hay bibliografía [3], [4] en la que se propone esta alternativa, también existen artículos científicos [2], [5] en los que se han obtenido resultados satisfactorios mediante los modelos simples. Debido a la diversidad de modelos existentes en la bibliografía y los resultados que se han obtenido mediante Redes Neuronales Artificiales (RNA) en estudios previos, se ha elegido este modelo simple para el desarrollo de la herramienta que se presenta.

Las RNA son una forma de inteligencia artificial que se basa en la digitalización de las habilidades humanas. Hay que tener en cuenta que el procesamiento de datos en la informática tradicional funciona de forma diferente al cerebro humano. El funcionamiento complejo, no lineal y paralelo del cerebro humano, le permite superar incluso a los mejores ordenadores convencionales en ciertas áreas como el reconocimiento de patrones y la percepción [6]. La inteligencia artificial ha sido capaz de aumentar las capacidades de los ordenadores copiando el sistema de procesamiento de información biológica que tiene lugar en el cerebro humano. En concreto, las RNA son capaces de simular, para un entorno, la red neuronal biológica que existe en el cerebro humano y así reconocer patrones y predecir valores futuros. Después de probar varios de los tipos de RNA, se ha elegido la arquitectura de red neuronal recurrente de capa para desarrollar la herramienta.

Ser capaces de generar predicciones razonablemente buenas a partir de valores que la RNA no ha visto previamente, se conoce como generalización [6]. Esto se consigue mediante el entrenamiento de la RNA, y es lo que permite obtener buenos resultados en diferentes tareas, tales como predicción y clasificación en el reconocimiento de patrones. Las RNA se entrenan con algoritmos de aprendizaje, un proceso que consiste en modificar de forma ordenada los diferentes parámetros que componen la red hasta que se obtiene el error mínimo [6]. Después de revisar la bibliografía, se ha escogido el algoritmo Levenberg-Marquardt (LM) debido a su robustez [5].

# La selección de la base de datos y de las variables

La selección de la base de datos es el paso más importante en el proceso de diseño de una red neuronal artificial [7]. Es primordial, para el rendimiento de la red neuronal, que la base de datos utilizada para el aprendizaje tenga la mayor precisión posible. La proximidad y la validez de los datos son los factores más relevantes al considerar si la base de datos es aceptable. La bibliografía disponible sobre redes neuronales recurrentes sugiere que es preferible el uso de datos históricos durante un período de tiempo prolongado [5, 7]; por lo tanto, se ha elegido una base de datos que abarca el período comprendido entre 2015 y 2016.

Antes de empezar a diseñar la red neuronal, es necesario realizar un análisis de los posibles parámetros de entrada que se van a utilizar, ya que estos deben caracterizar el proceso. Por lo tanto, se debe llevar a cabo un estudio para determinar qué variables conformarán las entradas definitivas de la red neuronal. En este caso, se ha utilizado la correlación de Pearson de Excel. Los análisis de correlación se utilizan en la estadística de datos para verificar si existe una relación entre dos variables diferentes. La correlación de Pearson se representa a través de su grado de fuerza, variando desde una correlación fuerte negativa a una correlación fuerte positiva (ver Figura 1).



Figura 1. Esquema de la correlación de Pearson.

Una vez identificadas las variables relevantes, es necesario recopilar los datos y prepararlos antes de entrenar la red neuronal. Asimismo, es necesario revisar las bases de datos que se vayan a utilizar, ya que pueden existir valores o



series de datos que no se hayan registrado correctamente. La corrección de estos valores se hace mediante interpolación o con ecuaciones de suavizado exponencial en función de la extensión de los datos afectados. Además, los valores empleados en la etapa aprendizaje se deben normalizar, de forma que los valores máximos y mínimos de cada parámetro queden comprendidos entre 0 y 1. Este proceso se realiza para obtener un aprendizaje más rápido y conseguir posteriormente mejores resultados [8]. Dado que los datos de entrada a la RNA se han normalizado, las predicciones también se obtendrán normalizadas; por lo tanto, el valor predicho debe ser desnormalizado antes de que pueda contrastarse con las mediciones reales.

Debido a que el objetivo de la RNA solar es la predicción de la irradiación solar, se ha decidido que una de las entradas de la red sea el conjunto de los valores de la irradiación en las 24 horas previas al momento que se desea predecir. Además, se ha analizado la relación entre la irradiación solar y la presión atmosférica, la temperatura y la humedad para determinar si estas variables deberían incluirse también como entradas en la RNA. La Figura 2 muestra los resultados de dicho análisis en Vitoria-Gasteiz, Álava, España.

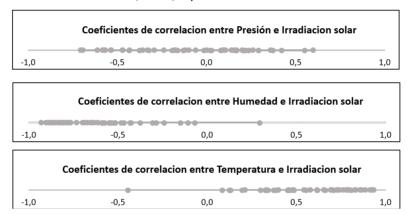


Figura 2. Correlación entre variables meteorolócias e irradiacion solar en Vitoria-Gasteiz, Álava, España.

En cuanto a la correlación entre la presión y la irradiación solar, se puede decir que no existe una correlación entre estos parámetros debido a que los valores se distribuyen en ambos sentidos, por lo que esta variable no se utilizará como una entrada a la ANN. Los valores de la humedad relativa del aire y la temperatura frente a la irradiación solar muestran que existe una relación negativa y positiva respectivamente entre estas variables. Sin embargo, dependiendo de la estación y del día de la muestra, los coeficientes muestran una fuerte variabilidad. Esto indica que las relaciones entre estas variables no son estables, y por esa razón no se han incluido como entradas en la RNA. Además, debido a la variación de la irradiación solar a lo largo del año, se decidió hacer un análisis para averiguar si era necesario tener en cuenta este efecto de alguna forma. Tal y como era de prever, el valor máximo de irradiación es mayor en verano que en invierno. Después de este análisis, los datos que se introdujeron en la RNA se dividieron en estaciones para que este fenómeno quedase reflejado; la base de datos se dividió de la siguiente manera: invierno (1), primavera (2), verano (3) y otoño (4).

Por otra parte, es evidente que tanto el amanecer como la puesta del sol varían a lo largo del año, luego el número de horas de sol es más alto en verano que en invierno. Para reflejar estos fenómenos, los datos se han dividido en diferentes períodos: Mañana (1) datos entre 00:00 y 5:50, Mediodía (2) entre 06:00 y 11:50, Tarde (3) entre 12:00 y 17:50, y Noche (4) intervalos entre 18:00 y 23:50.

#### Estructura de la red neuronal

Para determinar la estructura óptima de la RNA solar, i.e. el retraso y el número de neuronas [9], se han empleado los datos entre enero y abril de 2015 para probar diferentes estructuras en cada una de las seis ubicaciones seleccionadas. Para determinar el retraso, se fija el número de neuronas y el parámetro relacionado con el retraso. El procedimiento para fijar el número de neuronas es el mismo, pero en este caso se fija el retraso.

Se ha verificado que una RNA con la misma estructura y entrenada en diferentes momentos hará predicciones similares, pero no dará exactamente los mismos valores. Para garantizar que se escoge la mejor estructura, cada ensayo de la Tabla I se ha repetido cinco veces. Mientras que los valores de la columna de "Entrenamiento" se



obtuvieron mediante el promedio de los valores del Error Cuadrático Medio (ECM) de cada una de las cinco pruebas desde el 2 de enero de 2015 hasta el 11 de enero de 2015, los de "Validación" se obtuvieron a partir del promedio de los valores del ECM desde el 2 de enero de 2017 hasta el 11 de enero de 2017. Una vez realizadas las pruebas, se decidió crear una RNA con un retraso de 1:2 y 10 neuronas para el caso de Vitora-Gasteiz, Álava, España.

Parámetro	Ensayo	Neuronas	Retraso	Iteraciones	Entrenamiento (W/m²)	Validación (W/m²)
	1	10	1:2	6	17.60	19.84
	2	10	1:3	6	19.34	20.21
Retraso	3	10	1:4	6	19.07	20.50
	4	10	1:5	6	19.49	20.64
	5	10	1:6	6	19.02	20.00
	6	5	1:2	6	20.13	20.72
№ de neuronas	7	15	1:2	6	20.05	21.04
	8	20	1:2	6	19.39	20.64

Tabla I. Valores correspondientes a los ensayos realizados para la definición de la estructura en Vitoria-Gasteiz, Alava, España.

#### **RESULTADOS Y DISCUSIONES**

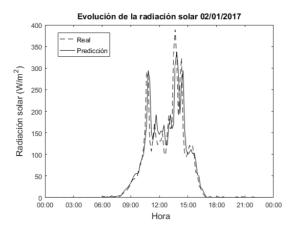
Una vez concluido el proceso de aprendizaje, se analizó la precisión con la que la RNA era capaz de predecir valores fuera de la base de datos empleada en la etapa de aprendizaje. En Tabla II se presentan los resultados obtenidos con la RNA para diferentes días en función del grado de nubosidad. Los valores de las columnas de "Energía predicha" y "Energía generada" corresponden a la energía predicha o generada a lo largo de todo el día.

Tipo de Día	Fecha	ECM (W/m²)	Energía Predicha (Wh)	Energía Generada (Wh)	Error (%)
	06/01/2017	5.33	816.15	815.91	0.03
Soleado	08/01/2017	9.46	769.83	767.01	0.37
	07/04/2017	13.18	2021.21	2035.95	0.72
	04/01/2017	15.39	693.52	686.89	0.96
Parcialmente nublado	03/05/2017	41.25	2054.61	2098.97	2.11
	10/06/2017	36.95	2231.09	2257.06	1.15
Nublado	09/02/2017	58.28	452.55	461.07	1.84
	06/04/2017	73.00	1491.63	1557.44	4.22
	02/06/2017	77.76	1704.87	1666.89	2.27

Tabla II. Muestas para diferentes tipos de días del ECU y Error en % de la herramienta.

Por otro lado, y a modo de ejemplo, la Figura 3a muestra la predicción que la RNA proporciona para el 2 de enero de 2017, catalogado como día parcialmente nublado. La línea discontinua hace referencia a las medidas reales, mientras que la línea continua representa los valores predichos. El ECM calculado a partir de las predicciones realizadas por la RNA para este día es 29.89 W/m². En la Figura 3b se observa cómo la gran mayoría de los errores se encuentran dentro de la campana de distribución normal, en concreto, cerca del error casi nulo. Asimismo, se puede observar cómo existen algunos valores poco representativos en las colas de la campana; estos hacen referencia a los cambios súbitos en los que la RNA pierde precisión.





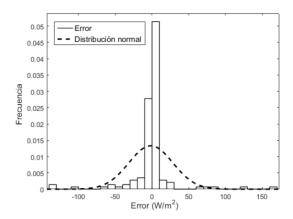


Figura 3. a) Predicción de la Irradiación solar el 02/01/2017, b) histograma y distribución normal del error.

Para terminar con la etapa de de validación del desarrollo de la herramienta de predicción solar, se han realizado dos pruebas adicionales. Por un lado, se ha realizado la predicción del año 2017 al completo, de forma que se puede analizar el grado de acierto de la herramienta desarrollada (ver Figura 4); hay que destacar que en el 55% de las ocasiones se ha cometido un error inferior al 2%. La media del error cometido por la herramienta en el año 2017 en la ubicación de Vitora-Gasteiz ha sido 2.72%. Por otro lado, se ha efectuado este mismo análisis con los diferentes ensayos mostrados en la Tabla I para comprobar que realmente la estructura escogida era la óptima (ver Tabla III).

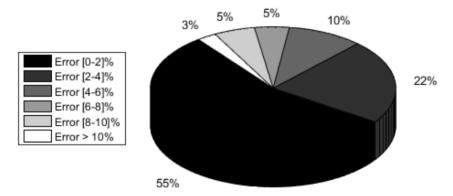


Figura 4. Desglose del error cometido en % a lo largo del año 2017 en Vitoria-Gasteiz.

Parámetro	Ensayo	Neuronas	Retraso	Error (%) en 2017
	1	10	1:2	2.72
	2	10	1:3	3.16
Retraso	3	10	1:4	3.22
	4	10	1:5	2.83
	5	10	1:6	3.03
	6	5	1:2	3.60
Nº de neuronas	7	15	1:2	4.01
	8	20	1:2	2.98

Tabla III. Comprobación del error cometido a lo largo de 2017 por las estructuras ensayadas anteriormente.

Finalmente, en la Tabla IV se presentan los resultados de las ubicaciones seleccionadas. Aunque, todas pertenecen al norte de la Península Ibérica, se ha tratado de escoger localidades en las que la radiación solar y la climatología fuesen



lo más dispar posible; en [10] se puede comprobar dichas diferencias. En lo que respecta a los resultados, resaltar que para todas las ubicaciones el error medio es inferior al 3.5%. Asimismo, en todas las ubicaciones, en más del 50% de los casos el error es inferior al 2%, llegando al 73% en el caso de Bardenas.

Ubicación	Estructura de la RNA			Media Error					
	Neuronas	Retraso	[0-2] %	[2-4] %	[4-6] %	[6-8] %	[8-10] %	[>10] %	(%)
A Coruña (A Coruña)	20	1:4	56	20	8	4	4	8	3.26
Vigo (Pontevedra)	20	1:4	57	28	9	3	1	2	2.47
Bermeo (Bizkaia)	20	1:2	53	27	10	4	3	3	2.75
Tudela (Navarra)	20	1:4	69	17	5	5	2	2	2.05
Bardenas (Navarra)	20	1:2	73	15	5	2	1	4	2.07

Tabla IV. Validación de la herramienta en otros puntos de la geografía española.

## **CONCLUSIONES**

Esta comunicación presenta una herramienta capaz de predecir la energía solar a corto plazo, en concreto, en los próximos 10 minutos. Su utilidad se basa en que las predicciones realizadas sirven para conocer cuál va a ser la energía generada mediante las tecnologías solares, teniendo un mayor control sobre las mismas y evitando desajustes en la red. Los resultados (ver Tablas II y IV) muestran que la precisión dada por la RNA final es suficientemente alta como para poder ayudar en el control de las diferentes redes que tengan generadores solares conectados, debido a que se reduce la incertidumbre de la irradiación solar. Asimismo, la Figura 3a demuestra que la herramienta es capaz de seguir la evolución de la irradiación a lo largo del día.

### **REFERENCIAS**

- [1] S. A. Kalogirou, C. Neocleous, S. Paschiardis, C. Schizas, "Wind speed prediction using artificial neural networks". In: Proc. European Symp. on Intelligent Techniques ESIT'99, Crete (Greece). Armstead, H.C.H., 1983, Geothermal Energy, E. & F.N. Spon Ltd, Londres.
- [2] A. K. Mishra and L. Ramesh, "Application of Neural Networks in Wind Power (Generation) Prediction," in International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009.
- [3] N. Sharma, P. Sharma, D. Irwin and P. Shenoy, "Predicting Solar Generation from Weather Forecasts Using Machine Learning," in IEEE International Conference of Smart Grid Communications, Brussels, 2011.
- [4] P. Zhao, J. Wang, J. Xia, Y. Dai, Y. Sheng and J. Yue, "Performance evaluation and accuracy enhancement of a day-ahead wind power forecasting system in China," Renewable Energy, vol. 43, pp. 234-241, 2012.
- [5] A. Mellit and A. Massi, "A 24-h forecast of solar irradiance using artificial neural network: Application for performance prediction of a grid-connected PV plant at Trieste, Italy," Solar Energy, vol. 84, pp. 807-821, 2010.
- [6] S. Haykin, Neural Networks and Learning Machines 3rd ed., Upper Saddle River: Pearson Education, Inc., 2009.
- [7] L. B. Mohammed, M. A. Hamdan, E. A. Abdelhafez and W. Shaheen, "Hourly Solar Radiation Prediction Based on Nonlinear Autoregressive Exogenous (Narx) Neural Network," Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering, vol. 7, no. 1, pp. 11-18, 2013.
- [8] S. A. Kalogirou, "Artificial neural networks in renewable energy systems applications: a review," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 5, pp. 373-401, 2001.
- [9] S. Haykin, Neural Networks and Learning Machines 3rd ed., Upper Saddle River: Pearson Education, Inc., 2009.
- [10] http://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas\_radiacion\_solar/atlas\_d e radiacion 24042012.pdf



# GESTIÓN AVANZADA DE MICRORREDES COMO MECANISMO DE FLEXIBILIDAD

Félix García-Torres, Responsable Laboratorio de Microrredes, Centro Nacional del Hidrógeno
Jose Eufemio Gallego, Ingeniero Industrial, Centro Nacional del Hidrógeno
Carlos Bordons Alba, Catedrático Dpto. de Ingeniería de Sistemas y Automática, Universidad de Sevilla
Miguel Angel Ridao, Profesor Titular Dpto. de Ingeniería de Sistemas y Automática, Universidad de Sevilla

Resumen: La presente comunicación se basa en el desarrollo de un algoritmo de gestión avanzada desarrollo mediante el uso de técnicas de control predictivo basado en el modelo (Model Predictive Control, MPC). El algoritmo permite que la microrred interactue con agentes externos como operadores de sistema o vehículos eléctricos, pudiendo actuar como agente intermedio entre estos dos últimos. Dependiendo del perfil de demanda y de una oferta de beneficio económico dado por el agente externo, el controlador de la microrred rediseña su planificación bajo el criterio de ofrecer el perfil más próximo a los requerimientos de potencia del agente externo según el beneficio que le haya sido ofrecido.

Palabras clave: Microrredes, Sistemas Híbridos de Almacenamiento de Energía, Model Predictive Control, Agentes Externos

## INTRODUCCIÓN

Las microrredes utilizan sus sistemas de almacenamiento de energía como sistema de flexibilidad interno para integrar el comportamiento estocástico de las fuentes de generación renovable y la demanda de energía de los consumidores. Como se puede observar en la ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia., la flexiblidad de las microrredes puede ser utilizada por agentes externos tales como agregadores de energía, operadores de sistema y pueden funcionar como "entes" intermediarios entre la red eléctrica y los vehículos eléctricos.

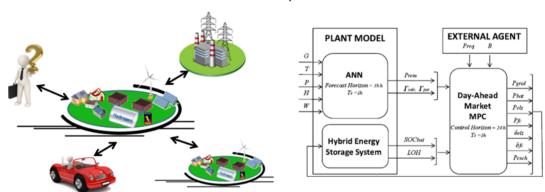


Figura 1. Diagrama de bloques de control de la plataforma de gestión, microrredes y agentes externos objeto de este estudio.

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 dotar a la microrred de la funcionalidad de disponer de flexibilidad ante una demanda con un perfil determinado de potencia. Para el desarrollo de la formulación presentada en el presente trabajo se parte de los desarrollos realizados previamente en las referencias [1]-[3]. El presente trabajo muestra tres casos de estudio: i) Gestión de la microrred con agentes externos, ii) Gestión de la microrred usando "Load Shifting" y iii) Gestión de la microrred usando "Load Curtailment".

#### ALGORITMO DE CONTROL

El algoritmo tiene dos pasos: 1) Optimización de la microrred como sistema único que tan sólo interacciona con la red principal (salvo que se encuentre en modo aislado) y 2) Una vez que la optimización se ha llevado a cabo sin considerar el intercambio de energía con el agente externo se modifica la planificación de la microrred considerando el perfil de potencia requerido pero restringido al beneficio ofertado por el agente externo.



## Formulación de la microrred como sistema único

La formulación original del controlador fue introducida en [1], bajo una estructura de control jerárquico con 4 etapas. 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:

$$\min J_{local} = \sum_{\boldsymbol{h_i}=1}^{HC} J_{\alpha}(P_{\alpha}(\boldsymbol{h_i}), \delta_{\beta}(\boldsymbol{h_i})) \bigg|_{\alpha = grid, uc, bat, fc, elz}^{\beta = fc, elz}$$
(1)

s.a 
$$P_{\alpha}^{min} \le P_{\alpha}(\mathbf{h}_{i}) \le P_{\alpha}^{max}|_{\alpha = arid.uc.bat.fc.elz}$$
  $\forall \mathbf{h}_{i} \in [1, HC]$  (2)

$$\Delta P_{\alpha}^{min} \leq \Delta P_{\alpha}(\boldsymbol{h_i}) \leq \Delta P_{\alpha}^{max}|_{\alpha = qrid.uc.bat.fc.elz} \qquad \forall \boldsymbol{h_i} \in [1, HC]$$
(3)

$$0 \le \delta_{\beta}(\boldsymbol{h}_{i}) \le 1 \Big|_{\beta = f_{Colz}} \qquad \forall \boldsymbol{h}_{i} \in [1, HC]$$

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

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

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

donde la formulación para  $J_{grid}(\boldsymbol{h_i}), J_{uc}(\boldsymbol{h_i}), J_{bat}(\boldsymbol{h_i}), J_{elz}(\boldsymbol{h_i})$  y  $J_{fc}(\boldsymbol{h_i})$  siguen lo expuesto en [1] y [2]. La solución del problema de optimización local da como resultado un composito de variables de optimización que viene dado por el vector  $\boldsymbol{U}_{local}^{opt} = \begin{bmatrix} P_{grid,local}^{opt} & P_{bat,local}^{opt} & z_{elz,local}^{opt} & z_{fc,local}^{opt} & \delta_{fc,local}^{opt} \end{bmatrix}$ 

## Gestión de la microrred incluyendo agentes externos

La función de coste introducida en las expresiones (1)-(7) puede ser extendida a una función de coste global para la microrred que intercambia energía con agentes externos, usando la expresión (8), como se introdujo en [3].

$$J_{global}^{DM} = J_{local}^{DM} + J_{exch}^{DM}$$
(8)

donde la función de coste del proceso de intercambio de energía,  $J_{exch}^{DM}$ , puede ser definida como:

$$J_{exch}^{DM} = \sum_{h_i=1}^{24} w_{exch} \cdot \left( P_{exch}(h_i) - P_{req}^{ext}(h_i) \right)^2 \tag{9}$$

donde  $P_{exch}(h_i)$  hace referencia al intercambio de potencia final entregado distribuido por la microrred y  $P_{req}^{ext}(h_i)$  es la potencia inicial requerida del agente externo. Hay que tener en cuenta que la restricción definida para calcular el balance de energía (7) debe ser reemplazada por la ecuación (10):

$$\sum_{i=pv,wt,fc} P_i(\boldsymbol{h_i}) = \sum_{j=grid,uc,bat,elz,load,exch} P_j(\boldsymbol{h_i}) \qquad \forall \boldsymbol{h_i} \in [1,HC]$$
 (10)

La solución proporcionada por la función global de la operación de la microrred con el agente externo debería tener un valor de coste que sea menor que la suma del valor proporcionado cuando se considera el intercambio de energía con el valor externo y el beneficio propuesto ofrecido por el agente externo. Esto puede ser expresado insertando la siguiente restricción en el controlador:



$$-\infty \le \left(J_{local}^{DM}\left(\boldsymbol{U_{global}^{opt}}\right) - J_{local}^{DM}\left(\boldsymbol{U_{local}^{opt}}\right)\right) \le Bext \tag{11}$$

Con el objetivo de cumplir la restricción dada por la desigualdad (11) el problema debería ser formulado como una MIQQ (programación Integral Mixta con restricciones Cuadráticas). Este tipo de formulación requiere una gran complejidad y tiempo de resolución para el sistema de control. Por dicha razón, los términos cuadráticos de la función de coste definida en [1] van a ser linealizados siguiendo la formulación expresada en [3].

## Formulación del "Load Shifting" usando MPC

El desplazamiento de carga (Load Shifting), puede ser una herramienta de flexibilidad, sobre todo a la hora de hacer una replanificación de la microrred con vista a satisfacer los requerimientos de potencia precisados por el agente externo. Un ejemplo claro de cargas desplazables en el tiempo pueden ser los vehículos eléctricos (si se considera agentes externos a la microrred), o bien electrodomésticos o cargas internas a la microrred que deben estar activos durante periodos de tiempo determinados por un número continuado de instantes de muestreo a lo largo de un intervalo de tiempo superior a la suma del total de instantes que requieren estar activos. La formulación de estas cargas dispone de los siguientes datos: i) Tiempo inicial de conexión a la microrred ( $t_{ini,ls}$ ), ii) Tiempo final de conexión a la microrred ( $t_{end,ls}$ ), iii) Nº total de instantes activos (( $N_{t,ls}$ )y iv) Potencia constante de consumo de la carga desplazable en el tiempo ( $P_{ls}$ ). Para formular este problema la restricción de balance de energía (10) debe ser reformulada como sigue:

$$\sum_{i=pv,wt,fc} P_i(\boldsymbol{h}_i) = \sum_{j=grid,uc,bat,elz,load,exch} P_j(\boldsymbol{h}_i) + P_{ls} \cdot \delta_{ls}(\boldsymbol{h}_i) \qquad \forall \boldsymbol{h}_i \in [1,HC]$$
 (12)

Se introducen la variable lógica  $\delta_{ls}$ , la cual toma valor "1" cuando la carga desplazable en el tiempo esta activa y "0" cuando no consume potencia. De la misma forma se introduce la variable  $\sigma_{on,ls}$ , que está activa en el instante en que la carga desplazable en el tiempo pasa de un estado inactivo a un estado de consumo de potencia (variable de arranque de la carga desplazable en el tiempo), que puede ser definida como:

$$\sigma_{on.ls}(\mathbf{h}_i) \Leftrightarrow \delta_{on.ls}(\mathbf{h}_i) \wedge \sim \delta_{on.ls}(\mathbf{h}_i - 1) \tag{13}$$

La formulación completa del problema de "Load Shifting" se hace introduciendo las siguientes restricciones en el controlador.

$$0 \le \sum_{h:=1}^{HC} \delta_{ls} \le N_{t,ls} \tag{14}$$

$$0 \le \sum_{\boldsymbol{h}_i=1}^{HC} \sigma_{on,ls}(\boldsymbol{h}_i) \le 1$$
(15)

Nótese que introduciendo las restricciones definidas con las expresiones (14) y (15), la carga puede o no activarse a lo largo del día, pero si se activa tiene que ser de manera continuada en el tiempo según el número de instantes requeridos por la carga a la que se aplica el *load shifting*. La variable  $\delta_{ls}$  debe estar restringida a valores entre "0" o "1"  $\forall \boldsymbol{h}_i \in [t_{ini,ls}, t_{end,ls}]$  y debe fijarse a valor "0"  $\forall \boldsymbol{h}_i \notin [t_{ini,ls}, t_{end,ls}]$ .

## Formulación del "Load Curtailment" usando MPC

El proceso de reducción de carga (o respuesta a la demanda) es otro de los mecanismos de flexibilidad que puede ofrecer la microrred, bien con cargas propias como por ejemplo los sistemas de almacenamiento de energía, pero también puede gestionarlo con agentes externos tales como vehículos eléctricos. Con la siguiente formulación se consigue gestionar la carga de un vehículo eléctrico que no requiere de una carga constante pero que sí exige disponer de un estado de carga en el instante inicial. La microrred puede gestionar, por tanto, el intercambio de energía con este sistema de almacenamiento externo, cumpliendo siempre con el estado de carga final precisado por el agente externo. Esto puede repercutir en un precio inferior de recarga para el vehículo. Para introducir el problema de variación de carga en el controlador de la microrred la ecuación de balance de energía definida en (12), debe ser modificada como sigue:



$$\sum_{i=pv,wt,fc} P_i(\boldsymbol{h_i}) = \sum_{j=grid,uc,bat,elz,load} P_j(\boldsymbol{h_i}) + P_{ls} \cdot \delta_{ls}(\boldsymbol{h_i}) + P_{lc}(\boldsymbol{h_i}) \cdot \delta_{lc}(\boldsymbol{h_i}) \qquad \forall \boldsymbol{h_i} \in [1,HC]$$
 (16)

Como se puede observar en la expresión (16), se tiene un producto mixto  $P_{lc}(\mathbf{h_i}) \cdot \delta_{lc}(\mathbf{h_i})$  que da lugar a la variable  $z_{lc}(\mathbf{h_i})$ , siguiendo lo establecido en [4]. La función de coste en este caso quedaría

$$J_{global}^{DM} = J_{local}^{DM} + J_{lc}^{DM} \tag{17}$$

De la misma forma que el caso anterior, la formulación de estas cargas dispone de los siguientes datos: i) Tiempo inicial de conexión a la microrred  $(t_{ini,ls})$ , ii) Tiempo final de conexión a la microrred  $(t_{end,ls})$ , iii)  $N^{o}$  total de instantes activos  $((N_{t,ls})y \text{ iv})$  Límites máximos y mínimos de la potencia de intercambio  $P_{lc}(\mathbf{h}_{t})$  y v)  $SOC_{lc}^{req}(t_{end,lc})$ 

La función de coste del proceso de intercambio de energía,  $I_{Ic}^{DM}$ , puede ser definida como:

$$J_{lc}^{DM} = \left(\frac{\text{CC}_{bat,lc}}{2 \cdot \text{Cycles}_{bat,lc}} \left( P_{bat,lc,ch}(\boldsymbol{h}_{i}) \cdot \eta_{bat,lc,ch} - \frac{P_{bat,lc,dis}(\boldsymbol{h}_{i})}{\eta_{bat,dis}} \right) + \text{Cost}_{degr,ch,lc} \cdot P_{ch,bat,lc}^{2}(\boldsymbol{h}_{i}) + \text{Cost}_{degr,dis,lc} \cdot P_{dis,bat,lc}^{2}(\boldsymbol{h}_{i}) \right) \cdot T_{s} \sum_{h_{i}=1}^{24} w_{lc} \cdot \left( SOC_{lc}(t_{end,lc}) - SOC_{lc}^{req}(t_{end,lc}) \right)^{2}$$

$$(18)$$

La nomenclatura seguida en la ecuación (18) sigue lo establecido en [1], 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  $P_{bat}(\boldsymbol{h}_i)$ ,  $P_{bat,ch}(\boldsymbol{h}_i)$  y  $P_{bat,dis}(\boldsymbol{h}_i)$ .es fácil de obtener siguiendo [1]. Al igual que en el caso anterior La variable  $\delta_{lc}$  debe estar restringida a valores entre "0" o "1"  $\forall \boldsymbol{h}_i \in [t_{ini,lc}, t_{end,lc}]$  y debe fijarse a valor "0"  $\forall \boldsymbol{h}_i \notin [t_{ini,lc}, t_{end,lc}]$ .

#### RESULTADOS

El controlador ha sido desarrollado utilizando la herramienta CPLEX del software de optimización TOMLAB, el cual se integra directamente como toolbox de MATLAB.

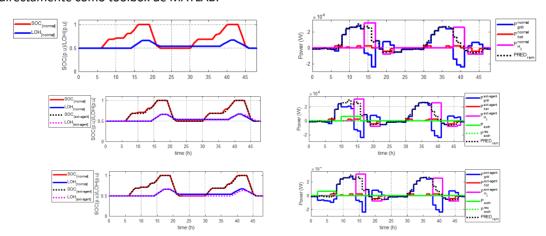


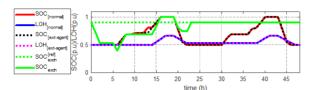
Figura 2. Resultados de la optimización de la microrred bajo un requeriemiento de potencia del agente externo en el caso de Load Shifting.

En la figura 2, se muestra la funcionalidad que dispone el sistema de gestión de energía (EMS, Energy Management System), ante el requerimiento de energía externo dado por un vehiculo eléctrico. Tal y como se muestra en dicha figura la microrred, bajo la restricción de instantes en los que el vehiculo está conectado, selecciona el mejor periodo para realizar la recarga de energía al vehículo. En la figura 3, se muestran los resultados de optimización de la microrred



en primer lugar sin vehiculo externo conectado, con vehiculo conectado desde las 0h-24h, y por último el vehiculo con la restricción de que sólo esta conectado entre los instantes entre 0h-8h. El coste de recarga entre 0-24h, es de 1.91€ frente a 3.52€ si tiene que estar recargado antes de las 8h.

En la Figura 3, se muestra la funcionalidad que dispone el EMS de la microrred ante el requerimiento de energía externo dado por un vehículo eléctrico al que se le puede aplicar el *load curtailment*. Tal y como se muestra en la figura la microrred, bajo la restricción de instantes en los que el vehículo está conectado, selecciona el perfil de recarga optimo que minimice de igual forma los efectos de degradación en la batería del vehículo externo a la microrred garantizando de igual forma el coste económico óptimo del proceso de recarga. En este caso, el vehículo se recarga obteniendo un beneficio por la recarga de 2.5737€ en lugar de tener que pagar por la misma, al aportar flexibilidad a la microrred.



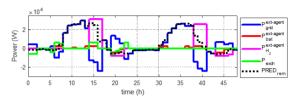


Figura 3. Resultados de la optimización de la microrred bajo un requeriemiento de potencia del agente externo en el caso de Load

Curtailment.

## CONCLUSIONES

La presente comunicación amplía las funcionalidades del EMS desarrollado por el CNH2, en entorno Matlab, que se ejecuta desde el propio SCADA de la microrred desarrollado en LABVIEW. La metodología seguida evalua el coste de planificación de la microrred atendiendo tanto a precios de energía, como al coste de uso de los sistemas de almacenamiento, tanto por ciclos de uso de las baterías, como por número de horas de funcionamiento del electrolizador y la pila de combustible, pero también atendiendo a criterios de degradación de las baterías propios de corrientes altas en carga y descarga, o bien al número de arranques y paradas o fluctuaciones de potencia en la pila de combustible y el electrolizador. El sistema es válido por tanto, para evaluar cuánto costaría intercambiar energía con un agente externo, como puede ser un agregador de energía, un vehículo eléctrico, otras microrredes vecinas o bien, los propios operadores de sistema. Esta flexibilidad puede ser aun mayor cuando se dota de la funcionalidad de desplazamiento o variación de consigna a cargas de consumo internas o externas a la microrred.

#### **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

- [1] 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.
- [2] 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.
- [3] Garcia-Torres, F., Vilaplana, D., Bordons, C, Roncero, P. y Ridao, M. Optimal Management of Microgrids with External Agents including Battery/Fuel Cell Electric Vehicles. *IEEE Transactions on Smart Grids*, 2018, vol. PP, no PP, p. PP-PP.
- [4] Bemporad, A. y Morari, M. "Control of systems integrating logic, dynamics, and constraints." Automatica 35.3 (1999): 407-427.



# COORDINACIÓN TSO-DSO PARA EL APROVECHAMIENTO DE FLEXIBILIDAD EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN: PROYECTO SMARTNET

Carlos Madina, Investigador Senior, Tecnalia
Joseba Jimeno, Investigador Senior, Tecnalia
Inés Gómez, Investigadora, Tecnalia
Miguel Pardo, Project Manager New Technologies & Innovation, Endesa Distribución
Marco Rossi, Project Manager, RSE - Ricerca sul Sistema Energetico
Gianluigi Migliavacca, Project Manager, RSE - Ricerca sul Sistema Energetico
Pirkko Kuusela, Senior Scientist, VTT - Technical Research Centre of Finland

Resumen: La descarbonización de los sistemas eléctricos está dificultando la operación de los mismos, en particular en lo que se refiere a la operación de las redes de transporte y distribución. En este contexto, es fundamental una mayor coordinación y cooperación entre los operadores de ambas redes a fin de garantizar la estabilidad del sistema. El proyecto SmartNet ha definido varias alternativas de coordinación entre el TSO y el DSO para el aprovechamiento de recursos conectados a la red de distribución y con capacidad de aportar flexibilidad. Posteriormente, se ha desarrollado un entorno de simulación para evaluar el impacto de las distintas alternativas en un escenario plausible a 2030 en Italia, Dinamarca y España. Cada una de las opciones de coordinación llevará aparejados una serie de costes (especialmente, ligados a los sistemas TICs), pero también aportará distintos beneficios al sistema, por lo que, mediante un análisis coste-beneficio, se puede comparar la bondad de cada una de ellas e identificar las más prometedoras en cada uno de los países objeto de estudio. Con el fin de demostrar la viabilidad tecnológica de las soluciones propuestas, así como para identificar las barreras operativas de las mismas, se han desplegado tres pilotos de demostración, uno en cada país de los anteriormente indicados. La presente comunicación presenta los principales desarrollos y las conclusiones más importantes de este proyecto.

Palabras clave: Coordinación TSO-DSO, Flexibilidad, Servicios Complementarios, Mercados de Ajuste, Pilotos

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos están sufriendo grandes cambios a medida que las energías renovables reemplazan a los combustibles fósiles en la generación eléctrica. El carácter intermitente de este tipo de generación requiere de una mayor cantidad de recursos para garantizar la estabilidad de la frecuencia, evitar las congestiones en la red, regular la tensión y asegurar la calidad del suministro. Por otra parte, las unidades de producción que emplean energías renovables suelen ser de menor tamaño, por lo que es más habitual que se conecten a la red de distribución, lo que resulta en una mayor complejidad en la operación, tanto del transportista o TSO, por disponer de menos recursos conectados a su red para equilibrar el sistema, como para el distribuidor o DSO, por tener más unidades conectadas a su red. Al mismo tiempo, el desarrollo tecnológico está permitiendo que, cada vez más, aparezcan unidades de almacenamiento o que sean capaces de flexibilizar su demanda eléctrica. Estas pequeñas unidades pueden aportar servicios de interés para los operadores de las redes de transporte y distribución si se agregan de manera eficiente.

Por este motivo, es interesante analizar hasta qué punto la generación distribuida y el resto de recursos distribuidos (almacenamiento, gestión de la demanda) pueden sustituir a la generación tradicional en la provisión de servicios de interés para los operadores de red. La participación de estos recursos distribuidos en los mercados de servicios auxiliares requerirá un cambio en los roles de las empresas distribuidoras, así como de una mayor cooperación y coordinación entre éstas y el transportista. Así lo reconoció la propia Unión Europea en su Propuesta de Directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (Comisión Europea, 2017. Artículo 32). Por lo tanto, la propuesta de directiva atribuye al distribuidor la responsabilidad de gestionar las congestiones que puedan aparecer en su red y le habilita para establecer mecanismos de mercado para adquirir la flexibilidad necesaria para hacerlo, pero no para equilibrar la frecuencia del sistema, cuya gestión se mantiene en manos del transportista.

#### PROYECTO SMARTNET

Las atribuciones establecidas en la propuesta de directiva tienen un claro carácter continuista con la operación actual de los sistemas eléctricos. No obstante, podría darse el caso de que una separación estricta del equilibrado del sistema y de la gestión de congestiones resulte en una operación del sistema poco eficiente.



Tal y como establece la directiva, es necesaria una coordinación cada vez más estrecha entre los transportistas y los distribuidores, de ahí la importancia que está tomando todo lo relacionado con la interacción entre TSO y DSO para la adquisición de servicios complementarios de recursos flexibles conectados a la red de distribución. Éste es precisamente el foco de atención del proyecto SmartNet (http://smartnet-project.eu/), un proyecto europeo de investigación, de tres años de duración (2016-2018), en el que participan 23 socios de 9 países, incluyendo 2 TSOs (Italia y Dinamarca) y 3 DSOs (Italia, Dinamarca y España).

El proyecto busca identificar la interacción entre TSO y DSO más eficiente y la organización óptima de los mercados en tiempo real para permitir que la generación y la demanda flexibles aporten servicios de interés para el sistema. Para ello, se han definido cinco posibles esquemas de coordinación (CS, en terminología inglesa) (Gerard et al., 2016):

- Modelo de mercado de servicios complementarios centralizado (CS\_A): el transportista contrata los servicios necesarios directamente a los recursos distribuidos conectados en la red de distribución. El distribuidor puede contratar servicios para solucionar problemas locales de congestiones, pero, al contrario que en el caso de los servicios contratados por el transportista, el tiempo de adquisición de estos servicios no es en tiempo real. Los recursos conectados en distribución deben superar un proceso de precalificación por parte del distribuidor, antes de poder ofertar su flexibilidad en el mercado centralizado.
- Modelo de mercado de servicios complementarios local (CS\_B): El transportista únicamente puede contratar servicios de los recursos conectados en la red de distribución de manera indirecta (a través del distribuidor). El distribuidor organiza un mercado local para solucionar los problemas de congestiones en su red, donde participan los recursos flexibles conectados a la misma. El excedente de flexibilidad se ofrece de manera agregada al transportista.
- Modelo de responsabilidad de equilibrado compartida (CS\_C): El transportista transfiere parte de la responsabilidad de equilibrado al distribuidor, de manera que éste debe respetar un perfil predeterminado en el punto frontera entre transporte y distribución. Para ello, el distribuidor organiza un mercado local en el que contrata flexibilidad de los recursos conectados a su red para resolver sus problemas locales de congestiones y para mantener el perfil de intercambio acordado con el transportista.
- Modelo de mercado común TSO-DSO (CS\_D): Tanto el transportista como el distribuidor contratan la flexibilidad de los recursos conectados a la red de distribución en un mercado común. El objetivo es minimizar los costes conjuntos de adquisición de la flexibilidad.
- Modelo de mercado integrado (CS\_E): El transportista, el distribuidor y agentes comerciales (comercializadores, agregadores, etc.) contratan la flexibilidad de los recursos distribuidos en un mercado integrado de flexibilidad.

Cada uno de los esquemas de coordinación lleva aparejada una arquitectura de mercado en tiempo real diferente. A fin de comparar cuál de estos esquemas de coordinación aporta un mejor compromiso entre costes y beneficios, se han identificado escenarios plausibles a 2030 para cada uno de los países con participación de TSOs o DSOs en el proyecto (Italia, Dinamarca y España) y se ha desarrollado un escenario de simulación específico. Debido a la complejidad conceptual y práctica del modelo de mercado integrado (CS\_E), éste no se ha desarrollado posteriormente en el proyecto; además, el modelo de mercado común (CS\_D) se ha dividido en un mercado centralizado, en el que la optimización se realiza en un único paso para las necesidades del transportista y el distribuidor (CS\_D1), y en un mercado descentralizado, en el que se obtiene una primera solución viable para el distribuidor y se comunica al transportista para que éste encuentre una solución compatible con la primera y que cumpla con sus propias necesidades (CS\_D2).

En paralelo, se han desplegado 3 pilotos de demostración (uno en cada país) para demostrar la viabilidad tecnológica de las soluciones propuestas, estudiar las necesidades que deben cumplir en cada caso los sistemas de comunicaciones para garantizar la observabilidad y controlabilidad de las actuaciones realizadas y para identificar barreras regulatorias, tecnológicas o prácticas a la hora de llevar los conceptos propuestos a una implantación real:

- El piloto italiano se ubica en una zona con gran cantidad de instalaciones hidráulicas de río fluyente y escasa demanda, por lo que, de manera habitual, se exporta energía desde la red de distribución a la de transporte. El objetivo del piloto es demostrar la viabilidad tecnológica del despliegue de sistemas de supervisión y control para mejorar la observabilidad de las unidades conectadas en distribución, mejorar las previsiones de producción de las mismas y permitir actuar sobre ellas para regular la tensión y, cuando la legislación italiana lo permita, la frecuencia. El piloto cuenta con la distribuidora local Edyna y el transportista italiano Terna, además de con los fabricantes de equipos Selta y Siemens y el apoyo tecnológico de RSE.



- El piloto danés se ubica en una zona ventosa y con una red de distribución débil. Su objetivo es demostrar la viabilidad tecnológica del uso de señales de precios (en lugar de órdenes directas de actuación) para aprovechar la flexibilidad existente en las numerosas casas para alquileres vacacionales que cuentan con piscinas interiores. En este caso también, participan la distribuidora local Sydenergi y el transportista danés Energinet, además de un agregador (ONE), el propietario de las casas de alquiler (Novasol) y socios tecnológicos (DTU y Eurisco).
- El piloto español se desarrolla en Barcelona y consiste en el aprovechamiento de la flexibilidad existente en las estaciones base de telefonía de Vodafone, ya que cuentan con baterías de apoyo para garantizar el servicio en caso de que se produzcan incidencias en la red eléctrica. Para el desarrollo del piloto, Endesa ha creado un mercado local virtual, en el que recibe las ofertas de flexibilidad de un agregador (ONE) y las emplea para reducir congestiones en su red de distribución y para mantener un programa de intercambio en la frontera con la red de transporte (CS C). Además de los socios industriales, Tecnalia aporta el soporte tecnológico al piloto.

## EL ENTORNO DE SIMULACIÓN

El entorno de simulación se ha dividido en tres capas principales:

- Capa de mercado (Ashouri et al., 2017): esta capa recibe las ofertas enviadas por los agentes de mercado y obtiene las activaciones de flexibilidad óptimas para restaurar el equilibrio en el sistema, resolver las congestiones existentes en la red y evitar futuras restricciones como resultado de las activaciones propuestas. Dependiendo del esquema de coordinación, esta capa se aplicará a uno o a varios mercados, por ejemplo, en el caso de que coexistan el mercado centralizado de ajuste y el mercado local de resolución de congestiones. En todos ellos, el algoritmo de mercado busca minimizar el coste de activación de los recursos, se realiza una casación de precio marginal en línea con las recomendaciones europeas y permite parametrizar los principales aspectos temporales: horizonte de mercado, granularidad de mercado o tamaño del periodo de programación, frecuencia de casación del mercado, hora de fin de recepción de ofertas (gate closure) y tiempo de activación. Otro aspecto relevante de la capa de mercado es que el precio es nodal, de manera que cada nodo de la red tiene (potencialmente) un precio distinto, como resultado de las restricciones de red y las pérdidas técnicas.
- Capa de oferta y despacho (Dzamarija et al, 2018): en esta capa se crean las ofertas que los distintos agentes (tanto productores y comercializadores tradicionales como agregadores que representan a los numerosos recursos flexibles conectados en distribución) envían a la capa de mercado, y que, partiendo de la flexibilidad disponible en un gran número de recursos, la convierten en unas pocas ofertas a enviar al mercado. Además, tras haber casado el mercado y recibidas las ofertas casadas, esta capa distribuye las activaciones de flexibilidad totales en las consignas a enviar a cada uno de los recursos flexibles a emplear. Las ofertas pueden ser puntuales (una energía y un precio), simples (un precio para un rango de energía) o complejas (varios tramos de energía y precios, considerando también limitaciones temporales).
- Capa física: esta capa simula los procesos físicos de la red eléctrica (transporte y distribución) así como el de los equipos de generación, consumo y almacenamiento conectados a ella. Esto permite emular la diferencia entre el comportamiento estimado de dichos equipos utilizado por los agentes de mercado a la hora de ofertar y la conducta real de dichos equipos. Además, permite emular las actuaciones de operación de la red realizadas por los transportistas y distribuidores para solventar los desequilibrios y posibles congestiones no evitadas por el sistema de mercado. Se ha empleado el mismo entorno de simulación para cada uno de los países considerados y para los cinco esquemas de coordinación propuestos (con el correspondiente algoritmo de mercado en cada uno de ellos). Por el contrario, se han empleado distintos datos de entrada para representar la diferencia en las condiciones en cada uno de los países. Para cada país, se ha identificado un escenario plausible a 2030 a partir de los escenarios definidos por ENTSO-E (ENTSO-E, 2015), en el que se han detallado las distintas unidades de producción, almacenamiento y demanda a considerar, y que se ha completado con el modelado de las redes de transporte y distribución esperadas en cada país en el mismo horizonte temporal. El detalle del modelado de la capa física ha dependido de la disponibilidad de datos. Así, se han modelado varios miles de nodos de las redes de transporte (alrededor de 3500 en Dinamarca, 4200 en España y 6000 en Italia) y unos pocos millones de unidades (cerca de 2 millones en Italia, 2,25 en España y 3,5 en Dinamarca).

Con los datos correspondientes a cada uno de los escenarios, se han realizado las simulaciones oportunas para los cinco esquemas de coordinación en los tres países. De esta manera, se han podido calcular las producciones previstas por los distintos tipos de tecnología, los consumos y los precios en cada uno de los nodos de la red para cada periodo de programación.



## **ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO**

Para realizar el análisis coste-beneficio, se ha identificado una serie de indicadores clave, a partir de la revisión de la literatura relacionada, una consulta a los agentes relevantes integrados en el grupo asesor del proyecto y numerosas reuniones internas. Estos indicadores clave no tienen solapes entre sí y son monetizables:

- Coste de equilibrado del sistema como resultado del mercado de servicios complementarios. Este mercado es el descrito anteriormente en la capa de mercado y su tiempo de despacho es compatible con mercados manuales de reserva de restauración de frecuencia o de reserva de reemplazo, por lo que también se denomina mercado mERR
- Coste de las medidas adicionales que deben tomar los operadores de red después de la casación del mercado mFRR. Estas medidas adicionales pueden deberse a errores en la previsión de generación o consumo con respecto a lo que se puede entregar en el mercado o a que el modelo de red empleado por el mecanismo de casación (como consecuencia de la definición del esquema de coordinación) no se corresponde a la realidad y, por tanto, aparecen congestiones en la red no identificadas durante la casación del mercado.
- Coste de equilibrado del sistema con posterioridad al cierre del mercado mFRR (también llamado mercado aFRR).
- Coste de TICs.

El coste total de cada uno de los esquemas de coordinación en cada país es la suma de estos cuatro indicadores.

Además, se ha analizado como indicador adicional la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, al estar el coste de la tonelada de CO<sub>2</sub> incluido en el coste de las ofertas enviadas al mercado mFRR, no se puede sumar a los cuatro indicadores seleccionados. Lo mismo ocurre con las pérdidas, ya que, al considerarse en el cómputo del mercado (dando lugar a precios nodales), tampoco se pueden sumar.

## **RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

Los resultados del análisis coste-beneficio para el caso italiano se presentan a continuación.

La Figura 1 muestra el coste de equilibrado del sistema como resultado del mercado mFRR para el caso italiano en los cinco esquemas de coordinación considerados. El menor coste aparece en el CS\_A (~390 k€/día), mientras que el CS\_C tiene el coste más elevado (~440 k€/día). Al no considerar las limitaciones de la red de distribución, el CS\_A permite disponer de más recursos baratos para equilibrar el sistema, mientras que los esquemas que cuentan con mercados separados (CS\_B, CS\_C y CS\_D2) presentan un coste mayor que el mercado común (CS\_D1).



Figura 1. Comparativa de coste de equilibrado del sistema en el mercado mFRR, Italia (k€/día).

Sin embargo, el coste de equilibrar el sistema después del mercado mFRR es mayor en el CS\_A (~470 k€/día) que en cualquier otro esquema de coordinación, siendo el del CS\_C (~150 k€/día) el menor de todos, como se muestra en la Figura 2. Como se observa en la figura, la necesidad de equilibrado a subir (azul) es mucho mayor que a bajar (naranja), porque las energías renovables aportan una cantidad significativa de la energía casada en mFRR, pero errores de



Figura 2. Comparativa de coste de equilibrado del sistema después del mercado aFRR, Italia (k€/día).

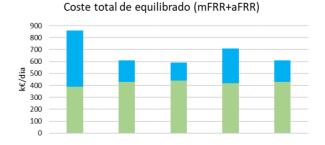


Figura 3. Comparativa de coste de equilibrado mFRR+aFRR, Italia (k€/día).



previsión hacen que sea necesario reemplazarlas parcialmente en aFRR. Los esquemas (CS\_A y CS\_D1) en los que la contribución de las renovables es mayor presentan un coste de aFRR mayor también.

La suma de ambos costes (Figura 3) convierte al CS\_A en el más costoso (~860 k€/día) y al CS\_C (~590 k€/día) en el más barato, quedando el CS\_B y el CS\_D2 relativamente cerca (~610 k€/día).

Por el contrario, el CS\_A es el que tiene un menor coste de TICs (~50 M€), siendo alrededor de una tercera parte del coste de TICs para CS\_B y CS\_D2, tal y como se muestra en la Figura 4. Considerando una vida útil de 20 años para las redes de comunicaciones y de 10 años para el resto de los sistemas de TICs, el coste por día apenas supone un 1-2 % del coste total de equilibrado.

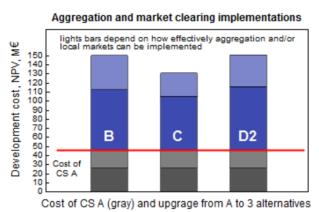


Figura 4. Comparativa de costes de TICs (M€).

En cuanto a las medidas adicionales que deben tomar los operadores de red, se están evaluando distintas alternativas para asignarles un precio. Por el momento, la Figura 5 muestra las energías gestionadas por el TSO (izquierda) y el DSO (derecha) en cada uno de los esquemas de coordinación, donde las áreas semitransparentes representan las medidas adicionales debidas a errores de previsión y las áreas oscuras las correspondientes a discrepancias en el modelo de red empleado en la casación del mercado y la realidad. Como se puede comprobar, el CS\_A es donde mayor cantidad de energía se debe gestionar, pero el CS\_C presenta la mayor cantidad de energía a gestionar como resultado de las limitaciones de red.

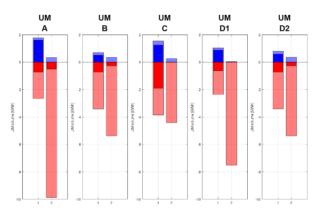


Figura 5. Comparativa de energía gestionada en las medidas adicionales, Italia (GWh/día).

#### CONCLUSIONES

Los resultados preliminares para Italia parecen indicar un mejor comportamiento de los esquemas CS\_B, CS\_C y CS\_D2 respecto a los otros dos. No obstante, el CS\_A es quien menores costes de inversión (TICs) representa y el CS\_C implica gestionar gran cantidad de energía por limitaciones en el modelado de la red durante la casación del mercado. La



asignación de un precio a las medidas adicionales permitirá una mejor comparación de las distintas alternativas consideradas.

Del mismo modo, es necesario realizar el análisis coste-beneficio en los otros dos países también para identificar el esquema más adecuado en cada caso.

Por otra parte, se deben analizar las barreras de implantación de cada uno de los esquemas de coordinación propuestos. Hasta el momento, los pilotos no han identificado ninguna barrera tecnológica significativa que evite la implantación a mayor escala de las soluciones propuestas en los distintos esquemas de coordinación.

## REFERENCIAS

- Ashouri, A., Sels, P., Leclercq, G., Devolver, O., Geth, F. & D'hulst, R., 2017, Network and market models: preliminary report (D2.4), SmartNet project.
- Comisión Europea, 2017, Propuesta de DIRECTIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, COM (2016) 864 final, Bruselas.
- Dzamarija, M., Plecas, M., Jimeno, J., Marthinsen, H., Camargo, J., Vardanyan, Y., Marroquín, M., Sánchez, D., Spiessens, F., Leclercq, G. & Ruiz, N., 2018, Aggregation models (D2.1), SmartNet project.
- ENTSO-E, 2015, Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015, Bruselas.
- Gerard, H., Rivero, E. & Six, D., 2016, Basic schemes for TSO-DSO coordination and ancillary services provision (D1.3), SmartNet project.
- http://smartnet-project.eu/ (3 octubre 2018).



## USO DE LA FLEXIBILIDAD DE CARGAS ELÉCTRICAS CON INERCIA TÉRMICA MEDIANTE UNA BATERÍA VIRTUAL PARA LA REGULACIÓN DE RED

Alejandro Martín Crespo, Investigador, Centro Tecnológico CARTIF Sergio Saludes Rodil, Director del Área de Smart Grids, Centro Tecnológico CARTIF

Resumen: En este trabajo se expone un sistema de control para una batería virtual compuesta por electrodomésticos controlados por termostato (TCL), los cuales cuentan con una gran inercia térmica y permiten el almacenamiento de energía. La batería virtual es empleada para proporcionar servicios de regulación a la red eléctrica, actividad que se ha visto dificultada con la mayor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico. El método de control presentado permite seguir de forma muy precisa la señal enviada por el operador de la red, gracias a los conceptos de *disponibilidad* y *potencia extra*. En el artículo se explica el modelo térmico empleado para las TCL, así como el modelo de la batería virtual. Además, se presentan los resultados obtenidos en una simulación realizada con el programa MATLAB y considerando una población de 1000 TCL heterogéneas idealizadas. Los resultados muestran que la incercia térmica de un conjunto de TCL puede aprovecharse para dar servicios de equilibrado sin que se vea comprometido el confort de los usuarios.

Palabras clave: Batería Virtual, TCL, Regulación de Red, Control, Smart Grids, Respuesta a la Demanda

## INTRODUCCIÓN

La penetración de fuentes de energía renovable en el sistema eléctrico es cada vez mayor, lo cual permite reducir las emisiones de elementos contaminantes y gases de efecto invernadero. Sin embargo, la impredecibilidad de este tipo de energías plantea un nuevo reto a la casación de demanda y generación en el sistema eléctrico. Por ello es necesario incrementar los esfuerzos en la investigación y el desarrollo de nuevos métodos de regulación de red que solventen este problema, así como mejorar los actualmente existentes.

Algunos electrodomésticos disponen de flexibilidad gracias a su inercia térmica inherente o a la que proporcionan las viviendas o locales donde se encuentran. Esta flexibilidad puede emplearse para modelar una batería virtual capaz de proporcionar servicios auxiliares de regulación a la red eléctrica, modificando su potencia y estado de carga de la forma que requiera el operador del sistema. Este requerimiento de funcionamiento se basará en las necesidades de la red eléctrica y los parámetros que definen la batería virtual (capacidad, estado de carga y potencias máximas de carga y descarga), los cuales pueden ser calculados.

Los dispositivos que conforman la batería virtual se denominan TCL (thermostatically controlled loads, cargas controladas por termostato). Su regulación es posible mediante un algoritmo de control que decide en cada momento qué electrodomésticos deben permanecer encendidos y cuáles no, según las necesidades de la red eléctrica y las preferencias de confort del usuario, asegurando en todo momento que las consignas de funcionamiento se cumplan adecuadamente.

La batería virtual, las TCL y su utilidad a la hora de proporcionar servicios auxiliares de regulación a la red son conceptos que han sido estudiados en los últimos años. [1] y [2] exponen un método empleado para calcular los parámetros de la batería, así como una forma de llevar a cabo el control. En ambos casos, el algoritmo empleado para la regulación se basa en la temperatura instantánea de las TCL. En [4] se explica otro método de control distinto, tomando como referencia el tiempo restante hasta el encendido o apagado de las TCL. En [3] se habla de *disponibilidad*, concepto que contempla la posibilidad de que las TCL no sean tenidas en cuenta para la regulación en función de sus necesidades individuales. Este es un concepto importante y fundamental a la hora de llevar a cabo exitosamente experimentos de control de un conjunto de TCL. El empleo de baterías virtuales puede reportar beneficios económicos en mercados eléctricos de carácter intradiario, como se indica en [6].

Los resultados publicados indican que la precisión con la que los mecanismos de control siguen la señal de potencia del operador de la red es relativamente baja. Los avances que se muestran en este trabajo consisten en el método por el que el control de la batería virtual decide qué TCL deben ser apagadas o encendidas. Para lograrlo se presentan los conceptos de *disponibilidad* y *potencia extra*. El método también permite determinar con antelación los parámetros de la batería virtual.



## **METODOLOGÍA**

Para poder utilizar correctamente la energía almacenada en las TCL es necesario contar con modelos que las caractericen, tanto de forma individual como agregadas en una batería virtual. Idealmente se emplearían sistemas de medida inteligente que determinasen en cada instante el estado real de cada TCL y su entorno, aunque el coste acarreado sería mucho más elevado.

Una vez solucionado el problema de conocer la evolución del comportamiento de las TCL con el tiempo, se puede definir el sistema de control de la batería virtual. Su fin es el de garantizar el seguimiento de la señal del operador del sistema, lo cual será posible siempre que no se viole ninguna de las restricciones existentes impuestas por los usuarios.

## Modelo de las TCL

El modelo térmico empleado para caracterizar la evolución de las TCL en el tiempo es el que se describe en [3], y es:

$$\theta_i^{k+1} = g_i \theta_i^k + (1 - g_i) \left( \theta_{a_i}^k - u_i^k \theta_{g_i} \right) + \omega_i^k,$$

donde  $\theta$  es la temperatura en la TCL en °C,  $\theta_a$  es la temperatura ambiente en °C, u es el estado de operación (1 encendido, 0 apagado),  $\omega$  es la perturbación en kW, i hace referencia a la TCL i-ésima y k hace referencia al instante de tiempo. g y  $\theta_a$  son:

$$g_i = e^{-1/(R_{th_i}C_{th_i})}, \theta_{g_i} = R_{th_i}P_i\eta_i,$$

donde  $R_{th}$  es la resistencia térmica en °C/kW,  $C_{th}$  es la capacidad calorífica en kWh/°C, P es la potencia nominal (positiva si la TCL enfría y negativa si calienta) en kW y  $\eta$  es coeficiente de rendimiento (COP).

## Modelo de la batería virtual

La batería virtual queda definida por varios parámetros fundamentales: la capacidad para carga  $(C_c)$ , el estado de carga para carga  $(SOC_c)$ , la capacidad para descarga  $(C_d)$ , el estado de carga para descarga  $(SOC_d)$ , la potencia máxima de carga que puede llegar a dar el sistema  $(n_+)$ , la potencia máxima de carga instantánea  $(n'_+)$ , la potencia máxima de descarga que puede llegar a dar el sistema  $(n_-)$  y la potencia máxima de descarga instantánea  $(n'_-)$ .

Como se puede apreciar, existen dos capacidades distintas, lo cual difiere del concepto de *batería* convencional. Esto es así debido a que el tiempo que tarda en cargarse la batería virtual no es el mismo que el que tarda en descargarse por causa de diversos factores, como la resistencia térmica del aislamiento y la capacidad calorífica. También, se diferencia entre dos tipos de potencia máxima: la que podría llegar a dar el sistema y la instantánea. La primera se calcula sin tener en cuenta las TCL no disponibles, mientras que la segunda sí que lo hace.

Para calcular  $C_c$  y  $C_d$  se recurre a un algoritmo cuyo objetivo es calcular el tiempo que tardaría cada TCL en enfriarse o calentarse desde un extremo de la banda de confort definida por el usuario hasta el extremo opuesto. La banda de confort es un rango de temperaturas en torno a la temperatura deseada que define la torelancia del usuario. Es necesario contar con la previsión de la temperatura ambiente de las próximas horas o días, dependiendo del tipo de TCL.

 $SOC_c$  y  $SOC_d$  se hallan de forma similar a las capacidades, aunque partiendo en el algoritmo de la temperatura actual en la TCL.

Las expresiones que permiten calcular  $n_+$  y  $n_-$  son:

$$n_+^{k+1} = \sum_{i=1}^N (1 - 2\varphi)(P_i - P_{0_i}^k),$$

$$n_-^{k+1} = \sum_{i=1}^N (1 - 2\varphi) P_{0_i}^k,$$

donde  $\varphi$  es el tipo de TCL (0 si enfría y 1 si calienta) y  $P_0$  es la potencia de consumo media necesaria para mantener la temperatura de consigna indicada por el usuario.  $P_0$  se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_{0_i}^k = \frac{\theta_{a_i}^k - \theta_{s_i}^k}{\eta_{i} R_{th}}.$$

El cálculo de  $n'_+$  y  $n'_-$  se explica en la sección *Metodología del controlador*.



## Metodología del controlador

El esquema del controlador desarrollado es el mostrado en la Figura 1.

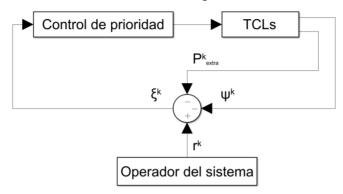


Figura 1. Controlador de la batería virtual.

 $\psi$  es la desviación de potencia que presenta el sistema en kW,  $P_{extra}$  es la potencia extra a encender o a apagar en kW, r es la señal del operador del sistema o batería virtual en kW (positivo para la carga, negativo para la descarga) y  $\xi$  es la señal de regulación en kW. El significado de todas estas variables es explicado más adelante.

La operación del controlador se divide en tres etapas: Comprobación del estado de las TCL, Agregación y Control de prioridad. En cada una de ellas opera un algoritmo distinto.

#### Comprobación del estado de las TCL

El objetivo de esta etapa es determinar el estado en el instante actual de cada una de las TCL y su comportamiento en el instante siguiente. El resultado obtenido es el valor que toma la variable disponibilidad ( $\lambda$ ): O en caso de no estar disponible, es decir, cuando la TCL no puede ser considerada para la regulación llevada a cabo en el Control de prioridad, y 1 si sí lo está. Esta primera etapa se desarrollaría de forma individual por el control propio de cada TCL, ya que si se llevara a cabo de manera centralizada implicaría un gran tráfico de datos, lo cual es inviable.

El algoritmo de esta etapa se encarga de predecir la temperatura que va a alcanzar cada TCL en el instante siguiente. Si dicha temperatura se encuentra fuera de la banda de confort, la TCL se marca como no disponible y, si es necesario, cambia su estado de operación. Dicho cambio se produce cuando el estado de operación vigente provoca que la temperatura se aleje cada vez más de la banda de confort. El algoritmo también comprueba el tiempo que ha trascurrido desde la última vez que se cambió el estado y, si es inferior a un determinado valor, la TCL correspondiente no está disponible. Esta comprobación se lleva a cabo para evitar averías en las TCL a causa de cambiar el estado de operación repetidamente en poco tiempo.

Además, se calcula  $P_{extra}$ , un parámetro que permite cuantificar la potencia que hay que corregir en el Control de Prioridad a causa de las TCL no disponibles que van a cambiar de estado en el próximo instante. Otros parámetros calculados son  $P_{extrameas}$  y  $P_{extramenos}$ , los cuales se encargar de cuantificar la potencia total de las TCL que no pueden cambiar de estatus en el instante siguiente. Ambos son necesarios para hallar  $n'_+$  y  $n'_-$ , respectivamente.

#### **Agregación**

En esta etapa se realiza la agregación de las TCL. Se compara la desviación de potencia del conjunto en el instante actual  $(\psi)$  con respecto a su potencia base y la potencia extra  $(P_{extra})$  con la señal proporcionada por el operador del sistema (r). De este cálculo se obtiene una señal de regulación  $(\xi)$ , empleada en el Control de Prioridad.

En la Agregación también se calculan la potencia máxima de carga instantánea  $(n'_+)$  y la potencia máxima de descarga instantánea  $(n'_-)$  mediante las siguientes ecuaciones:

$$n'_{+}^{k+1} = n_{+}^{k+1} - P_{extramas}^{k},$$
  
 $n'_{-}^{k+1} = n_{-}^{k+1} - P_{extramenos}^{k}.$ 



Estas dos variables permiten medir la máxima potencia que se le puede pedir al sistema en el instante siguiente, información que debe ser trasmitida junto con las capacidades y los estados de carga al operador del sistema, quien calculará  $r^{k+1}$  en consecuencia.

#### Control de prioridad

En esta última etapa se analiza la señal de regulación ( $\xi$ ) y se decide qué TCL deben ser encendidas y apagadas. Esta decisión se basa en un sistema de prioridad, la cual se asigna mediante un algoritmo que determina cuánto tiempo puede permanecer cada TCL apagada o encendida, según corresponda.

El objetivo es cambiar el estado de operación de las TCL más prioritarias hasta conseguir equilibrar la potencia instantánea del conjunto con la solicitada por el operador del sistema, cubriendo las desviaciones causadas por las TCL que se van a encender o apagar por necesidad. En ningún caso la desviación de potencia del sistema ( $\psi$ ) resultante será superior a  $n'_+$  y  $n'_-$ .

## **RESULTADOS**

Con el objetivo de comprobar y analizar el método de control desarrollado se ha realizado un programa en MATLAB con el que se han obtenido los resultados mostrados en las Figuras 2-6.

Se ha tenido en cuenta una población de 1000 TCL domésticas idealizadas: 250 aires acondicionados, 250 frigoríficos, 250 bombas de calor y 250 calentadores eléctricos de agua. Los dos primeros tipos de TCL enfrían el medio, mientras que los dos segundos lo calientan. Hay que tener en cuenta que en los casos de las bombas de calor y los aires acondicionados la inercia térmica la proporciona el recinto en el que estén instalados. En la Tabla I se indican los parámetros utilizados en la simulación para cada clase de TCL, los cuales se han aleatorizado un 10% en la simulación, excepto las temperaturas ambiente y el coeficiente de rendimiento de los calentadores de agua.

Parámetros	Aires acondicionados	Frigoríficos	Bombas de calor	Calentadores de agua
Temperatura ambiente en °C ( $\theta_a$ )	32	20	3	3
Temperatura de consigna en °C ( $\theta_s$ )	22,5	2,5	19,5	48,5
Desviación máxima con respecto a la temperatura de consigna en °C ( $\Delta$ )	0,625	1	0,625	3
Resistencia térmica en °C/kW (R <sub>th</sub> )	1	90	1	120
Capacidad calorífica en kWh/°C ( $C_{th}$ )	1	0,6	1	0,4
Coeficiente de rendimiento ( $\eta$ )	2,5	2	3,5	1
Potencia nominal en kW (P)	5,6	0,3	5,6	4,5

Tabla I. Parámetros típicos de TCL [5].



La simulación cubre 200 instantes de 10 segundos cada uno. La perturbación ( $\omega$ ) ha sido considerada nula. El tiempo mínimo que ha de transcurrir entre un cambio de estado de operación y el siguiente es de 60 segundos. El estado de operación de cada TCL al comienzo de la simulación se ha asignado aleatoriamente.

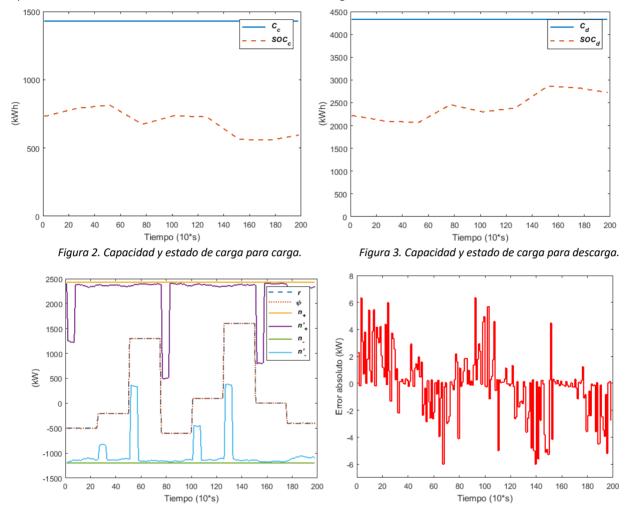


Figura 4. Señal del operador y desviación de potencia. Figura 5. Error absoluto del seguimiento de la señal del operador.

En las Figuras 4 y 5 se muestra como la señal del operador (r) es seguida por el sistema en cada instante con un error muy pequeño. Esta situación se mantiene siempre que no se exceden los límites marcados por  $n'_+$  y  $n'_-$ . La señal r ha de entenderse como una desviación en la demanda de energía respecto a la que se tendría bajo las mismas condiciones si no se dispusiera del sistema de control propuesto. Así, r=-500~kW significa que se desea que la demanda agregada de las TCL sea 500~kW inferior a la que se tendría en esas condiciones ambientales.

La batería virtual no llega a cargarse o descargarse completamente, como se aprecia en las Figuras 1 y 2, a causa de que las TCL tienen que esperar 60 segundos para volver a cambiar de estatus. En caso de eliminar esta restricción, la batería virtual sí puede llegar a descargarse o cargarse prácticamente por completo. El hecho de que el estado de carga de la batería sea próximo a 0 o al valor de la capacidad máxima correspondiente provoca que los valores de  $n'_+$  y  $n'_-$  se reduzcan cada vez más, lo que se entiende como una disminución de la flexibilidad de la batería virtual en ese instante.

 $C_c$ ,  $C_d$ ,  $n_+$  y  $n_-$  son constantes debido a que la temperatura ambiente no cambia con el tiempo en esta simulación.



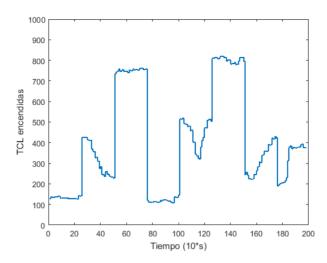


Figura 6. Número de TCL encendidas.

## **CONCLUSIONES**

En este trabajo se ha expuesto un sistema de control para una batería virtual compuesta por TCL que permite determinar en cada instante la potencia máxima de carga y descarga que se le puede solicitar. Además, se ha comprobado que el sistema sigue perfectamente la señal de potencia del operador siempre que no sean rebasados los límites de potencia instantánea y que respeta las preferencias de los usuarios.

Así, gracias a este sistema de control, la batería virtual es un elemento fiable a la hora de proporcionar servicios de eqilibrado de red. Sin embargo, existen limitaciones. La más evidente es que las potencias de carga y descarga máximas solo se pueden conocer con un instante de antelación, lo cual no debe suponer un gran problema siempre que la señal del operador no sea desproporcionada y se evite descargar rápidamente la batería.

#### **REFERENCIAS**

- [1] Hao, H., Sanandaji, B. M., Poolla, K., & Vincent, T. L., 2013, A generalized battery model of a collection of thermostatically controlled loads for providing ancillary service, 51st Annual Allerton Conference (pp. 551-558), IEEE.
- [2] Hao, H., Sanandaji, B. M., Poolla, K., & Vincent, T. L., 2015, Aggregate flexibility of thermostatically controlled loads, IEEE Transactions on Power Systems, 30(1), 189-198.
- [3] Khan, S., Shahzad, M., Habib, U., Gawlik, W., & Palensky, P., 2016, Stochastic battery model for aggregation of thermostatically controlled loads, 2016 IEEE International Conference (pp. 570-575), IEEE.
- [4] Lakshmanan, V., Marinelli, M., Kosek, A. M., Nørgård, P. B., & Bindner, H. W., 2016, Impact of thermostatically controlled loads' demand response activation on aggregated power: A field experiment, Energy, 94 (pp. 705-714).
- [5] Mathieu, J. L., Dyson, M., & Callaway, D. S., 2012, Using residential electric loads for fast demand response: The potential resource and revenues, the costs, and policy recommendations, Proceedings of the ACEEE Summer Study on Buildings.
- [6] Mathieu, J. L., Kamgarpour, M., Lygeros, J., & Callaway, D. S., 2013, Energy arbitrage with thermostatically controlled loads. European Control Conference (pp. 2519-2526), IEEE.



## PROYECTO AMPERIA - SISTEMA INTEGRADO DE VIRTUAL POWER PLANT CON ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO INTELIGENTE

Xavier Benavides, CTO, Ampere Energy Ignacio Benítez, Project Manager, Ampere Energy

Resumen: El proyecto Amperia propone el desarrollo de una Virtual Power Plant formada por la agregación de sistemas inteligentes de almacenamiento energético distribuido, cuyo uso principal es el autoconsumo en instalaciones de uso residencial que incorporan generación fotovoltaica. El objetivo es poder aprovechar los servicios que el almacenamiento podría proporcionar, no sólo al cliente final, sino a la red eléctrica de forma agregada, combinando los usos actuales de estos equipos para el peak shaving y gestión inteligente de carga y descarga en función de las tarifas de discriminación horaria, con servicios complementarios a la red eléctrica, como son la regulación de frecuencia y tensión, y el poder realizar ofertas de capacidad agregada en el mercado de la energía. El proyecto Amperia comenzó en enero de 2017 y finalizará en 2019, y está cofinanciado por el CDTI y los Fondos FEDER.

**Palabras clave:** Almacenamiento Energético, Servicios Complementarios, Autoconsumo, Virtual Power Plant, Agregador, Mercados Energéticos

## INTRODUCCIÓN

Una VPP o Virtual Power Plant es un conjunto de aplicaciones tecnológicas que permiten un consumo y generación inteligente de la energía mediante la gestión centralizada de un conjunto de recursos distribuidos, como cargas gestionables, generadores de energía, de origen renovable o no, y almacenamiento energético. Estos sistemas de almacenamiento energético actuarán como una reserva estabilizadora de energía, que permitirá almacenar y suministrar energía en función de las necesidades de la VPP. Mediante esta gestión centralizada de recursos distribuidos se dispone, además, de una visión global de la capacidad de recursos de energía en todo momento, pudiendo optarse por ofertar los excedentes disponibles de energía en distintos mercados de balance energético, que contribuyen a mantener la calidad de la señal en los rangos de tensión y frecuencia, y también a disminuir la huella de carbono, por la explotación de recursos energéticos cercanos geográficamente y la maximización del autoconsumo con energía renovable, principalmente fotovoltaica.



Figura 1. Interior de los sistemas inteligentes de gestión energética de Ampere Energy, donde se observa el inversor, la batería y el Energy Management System junto a sus protecciones.

La empresa Ampere Energy tiene por objeto el desarrollo, implementación y fabricación de sistemas integrados de gestión y acumulación de energía para el autoconsumo, principalmente para viviendas unifamiliares o para pequeñas empresas, combinado con instalaciones de generación renovable, en especial de paneles solares fotovoltaicos.

Los equipos de Ampere Energy, como se puede ver en la Fig. 1, llevan integrados un inversor híbrido, para conectar la batería y una instalación de fotovoltaica, la propia batería de iones de Litio y el EMS o Energy Management System desarrollado por la propia empresa, que tiene la misión de planificar la carga y descarga de la batería durante el día de forma óptima, aprovechando al máximo la energía solar generada para el autoconsumo, y además teniendo en cuenta los precios de tarifa de discriminación horaria contratada por el cliente. El algoritmo de control del EMS realiza la carga de la batería cuando hay excedente de energía solar o cuando el precio de la energía es más barato. Realiza la descarga



de la batería para el autoconsumo en aquellas horas del día en que el precio de la energía es más caro, todo ello en función de las previsiones realizadas sobre el consumo individual del usuario y la previsión de generación, cargando durante la noche de la red si es necesario. De esta forma se consigue aprovechar toda la capacidad de la batería y la generación solar para obtener un ahorro considerable en la factura de energía eléctrica que paga el usuario final por la energía consumida de la red eléctrica. La Fig. 2 muestra este comportamiento.

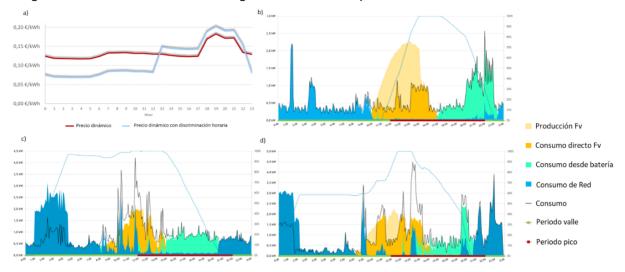


Figura 2. Ejemplo de funcionamiento de los sistemas Ampere Energy, a) Precios dinámicos y con discriminación horaria del mercado, a) Funcionamiento con previsión de generación suficiente para cubrir demanda, c) d) Funcionamiento con previsión de generación no suficiente para cubrir demanda y precarga en precio mínimo.

### **EL PROYECTO AMPERIA**

El proyecto Amperia tiene por objetivo el desarrollo de un sistema integrado de VPP mediante la agregación de sistemas distribuidos de generación renovable con acumulación inteligente que forman parte del *portfolio* actual de los productos de Ampere Energy. Para poder acometer el desarrollo de una VPP es necesario trabajar en un Sistema de Control Global que actúa como coordinador de todos sistemas de almacenamiento distribuidos. Como parte de este proyecto se propone el desarrollo de este Sistema de Control Global, así como de un Sistema Inteligente de Almacenamiento Energético basado en baterías con tecnología de Litio-lon, que esté permanentemente comunicado con el Control Global, de forma que dichos sistemas sean capaces de actuar de forma coordinada cuando el Sistema de Control Global les requiera una modificación en su comportamiento previsto.

Con el desarrollo del proyecto Amperia se persigue ampliar los servicios que actualmente ofrecen los sistemas de almacenamiento a los consumidores o prosumidores (*prosumers*) para otros agentes, como la nueva figura del Agregador, el cual puede ofrecer en mercados de servicios complementarios las capacidades individuales agregadas de un conjunto de estos sistemas (Fitzgerald et al., 2015). La participación en estos mercados permite obtener un beneficio económico para el prosumidor, por el uso de la capacidad extra disponible de su instalación.

Para la consecución de estos resultados se definen una serie de objetivos técnicos específicos, con una fuerte componente de innovación, entre los que se encuentra el Sistema de Control Global ya mencionado anteriormente. Estos objetivos técnicos son los siguientes:

- El estudio y desarrollo de modelos específicos de negocio y explotación del futuro sistema VPP Amperia.
- Desarrollo de funciones de coste de todas las aplicaciones de las baterías que incluyan el envejecimiento estimado por uso (cycling) y por tiempo (aging) de las mismas.
- Desarrollo de modelos de estimación de envejecimiento de la batería.
- Desarrollo e implementación de algoritmos de control óptimo multiobjetivo local y de un Sistema de Control Global que tiene en cuenta las funciones de coste, así como el envejecimiento de la batería.
- Desarrollo de protocolos de comunicaciones adecuados a los requerimientos de envío de información y capacidad de procesamiento.



- Desarrollo de tecnología blockchain para los registros de transferencia de energía y beneficios por servicios.
- Desarrollo de plataforma software cloud para alojar el controlador global y la gestión del sistema.
- Desarrollo de plataforma que permita las transacciones directas entre usuarios (Peer to Peer trading)
- Desarrollo de entorno de simulación software y en laboratorio para ensayos previos al piloto.
- Implantación de ensayo piloto real en zona residencial.
- Desarrollo de metodología para evaluar y validar el funcionamiento de la VPP.

Los trabajos de desarrollo se están llevando a cabo por la propia Ampere Energy con la ayuda de tres centros de investigación: la Universitat Jaume I de Castelló (UJI), la Universitat Politècnica de València (UPV) y el Instituto Tecnológico de la Energía (ITE). A continuación, se describen brevemente estos trabajos y los resultados conseguidos.

## Modelado y simulación

Se han desarrollado distintos escenarios sobre un modelo base de red eléctrica de distribución en baja tensión, con 100 equpos conectados. Los escenarios de simulación se han realizado atendiendo a la potencia de línea, las cargas monofásicas distribuidas y potencia de cortocircuito en el punto de conexión. Para que las simulaciones dinámicas se ajusten a la respuesta real del sistema con alta penetración de estos equipos es indispensable modelar el sistema inversor de los equipos conociendo las características y configuraciones de los inversores conectados. Para ello se ha realizado una caracterización de la respuesta dinámica del inversor de los equipos). Se desarrolla una cosimulación entre software de simulación de redes eléctricas y los propios sistemas inteligentes.

Actualmente los EMS de los equipos Ampere implementan sus propios modelos de predicción de consumo y de generación de fotovoltaica. Como parte de los trabajos del proyecto Amperia se han desarrollado nuevos modelos de predicción basados en las técnicas más relevantes que se recogen en el estado del arte de algoritmos STLF o *Short Term Load Forecasting*. Estos nuevos modelos serán implementados en el EMS y evaluados como parte de las pruebas que se realizarán en el piloto en campo en la última fase del proyecto. A continuación, se pueden observar en la Fig. 3, a modo de ejemplo, resultados iniciales de un modelo de predicción basado en *Support Vector Machines* (Guo & Su, 2013).

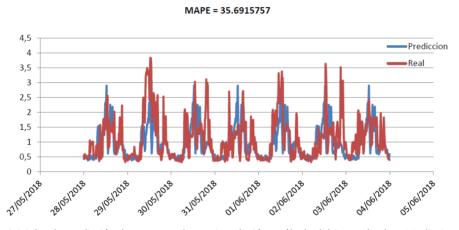


Figura 3. Pruebas iniciales de predicción de consumo de una instalación y cálculo del Error Absoluto Medio Porcentual (MAPE).

De igual manera, se estudia el envejecimiento de las baterías y el desarrollo de modelos que permitan estimar su vida útil. Estos modelos se implementan en el Sistema de Control Global con el fin de poder determinar de forma ajustada el estado de salud real de las baterías y su capacidad disponible. La Fig. 4 muestra como ejemplo uno de estos modelos.

El algoritmo de control implementado actualmente en el EMS actúa de forma local, dando servicio al cliente o prosumidor. Como parte del proyecto, se realiza el desarrollo de un modelo de control predictivo que tiene por objetivo maximizar el autoconsumo y ahorrar el máximo de dinero posible al cliente en la factura de energía eléctrica, y que incluirá además como criterios para la optimización los posibles beneficios obtenidos por la venta de la capacidad extra de la batería de forma agregada en mercados de la energía, a través de la figura del Agregador.



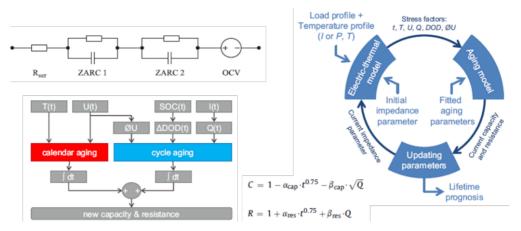


Figura 4. Modelo semi-empírico para estimación de envejecimiento de baterías (Schmalstieg et al., 2014).

## Sistema de comunicaciones y plataforma cloud

Para cubrir las necesidades de intercambio de información en tiempo real entre el Sistema de Control Global y los equipos que forman parte de la VPP, se ha diseñado una arquitectura de comunicaciones mediante Streams. La Fig. 5 muestra esquemáticamente esta arquitectura.

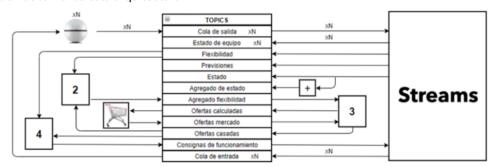


Figura 5. Diseño de arquitectura de comunicaciones basada en Streams.

Como parte de los objetivos del proyecto, se ha estudiado también la implementación de funcionalidades de registro de transacciones energéticas usando tecnologías blockchain, en concreto SolarCoin, Pylon Network y Ethereum, implementándose esta última como prueba de concepto, diseñada como una red privada en la que todos los equipos que forman parte de la VPP comparten la información sobre la energía producida y entregada, haciendo uso de *Smart Contracts*.

## Sistema de Control global

La primera tarea ha consistido en identificar y definir todos los agentes y componentes necesarios para realizar el Control Global de equipos Ampere distribuidos. El esquema mostrado en la Fig. 6 representa el flujo de información entre los diferentes bloques que conforman el Control Global. Estos bloques son:

- Bloque 1: Representa el sistema que recoge toda la información individual de cada uno de los equipos, para convertir todos estos datos en valores de flexibilidad.
- Bloque 2: Encargado de agregar los datos individuales de flexibilidad y calcular el comportamiento global de la Virtual Power Plant. La salida de este bloque representa la flexibilidad agregada de la planta.
- Bloque 3: Intermediario entre la Virtual Power Plant y el Mercado Eléctrico. Se encarga de realizar y casar las ofertas llevadas a cabo entre ambos actores.
- Bloque 4: Componente que realiza la tarea de desagregar la consigna de la Virtual Power Plant, tras haberle sido aceptada una o más ofertas, en setpoints individuales para cada uno de los equipos integrantes de la planta.



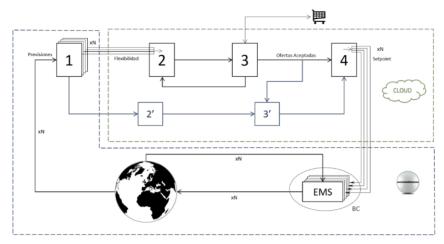


Figura 6. Diagrama de bloques del Sistema de Control Global.

Para el cálculo de la flexibilidad, o capacidad disponible de los equipos, el desarrollo actual tiene en cuenta los costes derivados de realizar un uso de la batería fuera del caso base para el autoconsumo planificado por su EMS local. En el estudio inicial, no obstante, se hace uso de la formulación de flexibilidad descrita por el proyecto europeo WiseGRID (Benavides et al., 2018), modificada para que se tenga en cuenta el funcionamiento del EMS de los equipos Ampere, que integra la tarificación del cliente para obtener el máximo ahorro posible en su factura. La Fig. 7 muestra un ejemplo de cálculo de flexibilidad para un equipo durante un día completo.

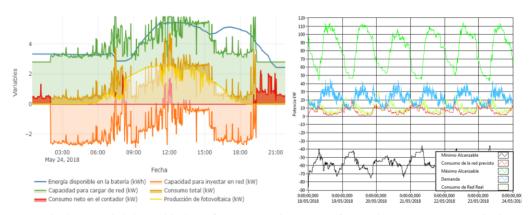


Figura 7. Ejemplo de capacidad disponible de un único equipo durante un día completo - Figura 8. Ejemplo de capacidad disponible de un conjunto de equipos.

En la Fig 8 se muestra la flexibilidad de un conjunto de 30 sistemas, mostrando la capacidad de modificar la curva de consumo del conjunto. En la Fig. 9 se muestra el prototipo de aplicación de la VPP, donde se pueden observar los datos en tiempo real de consumo y producción de un conjunto de instalaciones reales que cuentan con equipos Ampere. Las gráficas muestran también las predicciones diarias y el cálculo agregado de la flexibilidad o capacidad disponible, tanto para inyectar energía en la red como para aumentar el consumo desde la misma si fuera necesario.





Figura 9. Prototipo de aplicación de la VPP, con información en tiempo real de equipos de clientes.

#### CONCLUSIONES

El proyecto Amperia finaliza en 2019 tras la realización de una prueba piloto. Este proyecto sirve como facilitador de la implantación de sistemas de energía renovable distribuidos, pues permite que la capacidad extra de que disponen estos sistemas pueda ser agregada y comercializada para servicios complementarios o de gestión de demanda.

## **AGRADECIMIENTOS**

El proyecto Amperia está cofinanciado por el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) y los Fondos Europeos de Desarrollo Regional (FEDER).

#### REFERENCIAS

- [1] Benavides, X. & Benítez, I. & Sanjuán, J. & Ruiz, F. & Kraft, B. & Meir, S. & Nikolakakis, A. & Lapedra, A. & Caruso, G. & Lombardo, L. & Zambrano, A. & Mocholí, A. & Monreal, J., 2018, D6.2. Storage As a Service and Innovative Optimized Solutions, WiseGRID Project.
- [2] Fitzgerald, G. & Mandel, J. & Morris, J. & Touati, H., 2015, The Economics of Battery Energy Storage: How multiuse, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid, Rocky Mountain Institute.
- [3] Guo, X. & Su, J., 2013, Improved Support Vector Machine Short-term Power Load Forecast Model Based on Particle Swarm Optimization Parameters, Journal of Applied Sciences, vol. 13, no. 9, pp. 1467-1472.
- [4] Schmalstieg, J. & Käbitz, S. & Ecker, M. & Sauer, D.U., 2014, A holistic aging model for Li(NiMnCo)O2 based 18650 lithium-ion batteries, J. Power Sources, vol. 257, pp. 325–334.
- [5] https://solarcoin.org/es/node/6 (4 octubre 2018)
- [6] https://pylon-network.org/es/ (4 octubre 2018)
- [7] https://www.ethereum.org/ (4 octubre 2018)



# SMART GENERATION PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE INTERMITENCIA DE LAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES Y LAS INFLEXIBILIDADES DEL SISTEMA

**Leonidas Sayas**, Gerente de Supervisión de Electricidad, OSINERGMIN **Ruben Felix**, Especialista, RELP2010 SAC

Resumen: La presente comunicación evalúa el problema de las inflexibilidades que existen en los sistemas eléctricos de potencia que tienen un alto grado de penetración de energías renovables intermitentes debido a la presencia de equipos convencionales. Se toma como estudio de caso un sistema real existente en la parte sur del Perú para el cual se generan series temporales sintéticas que permiten simular la producción de futuras plantas solares y eólicas a construi. Éstas son posteriormente analizadas dentro de un modelo matemático de optimización que realiza un despacho económico, incluyendo dentro de su formulación el compromiso de unidad, la generación hidráulica, el flujo de potencia a través de línea de transmisión y la generación forzada de centrales renovables no gestionables. Finalmente, se realiza una comparación de los resultados obtenidos entre un escenario base y dos escenarios alternativos que introducen el concepto de "Smart Generation", el cual consiste combinar centrales intermitentes con grupos términos ultra flexibles.

Palabras clave: Energías Renovables, Generación Distribuida, Inflexibilidades, Optimización, Smart Generation

## INTRODUCCIÓN

Las importantes reducciones en costos que las tecnologías de generación a base energías renovables no convencionales (ERNC) han registrado de manera sostenida en los últimos años (International Energy Agency, 2016), han permitido que las inversiones en nuevas plantas ERNC realizadas en países en vías de desarrollo superen a los montos desembolsados por los países que adoptaron estas tecnologías en sus inicios. En muchos casos, estas tecnologías representan una gran oportunidad para cerrar las brechas de electrificación de las zonas rurales de estos países, o una alternativa de solución a los problemas de calidad del servicio eléctrico de zonas abastecidas por sistemas baja confiabilidad (Sayas et al, 2017).

En consecuencia, la presencia de las ERNC en los sistemas eléctricos se ha visto incrementada. Este aumento dentro de las matrices de producción de energía eléctrica, ha puesto de manifiesto los problemas de inflexibilidad que los sistemas convencionales ocasionan. Así, la cuantificación de las inflexibilidades ha sido abordada en diversas publicaciones como (Lannoye et al, 2012) que propone el empleo de determinadas métricas a fin de incluir dentro de los estudios de planeamiento y operación esta problemática. Los problemas de inflexibilidad redundan en sobrecostos operativos que distorsionan el funcionamiento eficiente de los mercados eléctricos, como lo ocurrido en Alemania donde se llegaron a tener tarifas eléctricas negativas.

Recientemente en (Sayas et al, 2017), se presentó un modelo estocástico de optimización que permite elegir el mix óptimo de centrales de generación distribuida renovable que ayudan a mejorar la confiabilidad de sistemas eléctricos críticos que, sin embargo, no logra evaluar completamente el impacto que tendría la intermitencia de las ERNC en la operación del sistema. Evidentemente, tal como lo menciona (Alsaidan et al, 2016), la presencia de fuentes intermitentes exige la integración de sistemas capaces de respaldarlos y ofrecer una potencia firme hacia la red.

Los actores que vienen ganando mayor impulso para hacer frente a estos requerimientos son los sistemas de almacenamiento, los cuales pueden soportar numerosos tipos de aplicaciones y requerimientos (Winfield et al, 2018). Sin embargo, sus elevados costos actuales y poco tiempo de vida útil hacen que su implantación no sea óptima. No obstante, el desarrollo y mejora de las tecnologías convencionales ofrecen también nuevas alternativas de generación que superan las limitaciones tradicionales. Así, como se demuestra en (Rautkivi et al, 2013), el empleo de máquinas térmicas ultra flexibles resuelve los problemas causados por la intermitencia de recursos renovables y las inflexibilidades de las unidades de generación convencionales, logrando una transición entre ambas tecnologías.

En esta comunicación se presenta un análisis de los efectos de la generación renovable intermitente dentro de un pequeño sistema eléctrico real con alto grado de penetración de ERNC y las mejoras obtenidas por la inclusión de equipos ultra flexibles.



## **METODOLOGÍA**

## Efecto de las inflexibilidades

La flexibilidad de un sistema eléctrico representa la capacidad que tiene de empelar sus recursos para responder a los cambios en la demanda neta, que es aquella demanda que no es suministrada por las fuentes de generación variable (Lannoye et al, 2012). Las inflexibilidades tienen su origen en parámetros como 1) rampas máximas de subida o bajada de generación, 2) tiempos mínimos de operación o entre arranques, 3) potencias máximas de arranque y parada; etc.

Aunque (Lannoye et al, 2012) propone el empleo de métricas especializadas y complejas para determinar el grado de flexibilidad (o inflexibilidad) de un sistema, una forma práctica de cuantificarla es haciendo uso de los parámetros Energía No Suministrada (ENS) y Excedente de Energía Generada (EEG). Estos parámetros, para sistemas sin problemas de capacidad de generación o transmisión, refleja el efecto de las inflexibilidades que no permiten satisfacer, por ejemplo: las rampas de subida o bajada que exige la demanda.

## Centrales renovables no convencionales intermitentes

Esta comunicación parte del sistema obtenido en (Sayas et al, 2017), que muestra un plan de expansión a 10 años. Consecuentemente, en esta comunicación se emplean técnicas estadísticas para la síntesis de series temporales que permitan simular el comportamiento intermitente de las centrales solares y eólicas a construir en el futuro.

#### Centrales eólicas

Partiendo de los parámetros de la distribución Weibull que caracterizan a la distribución de frecuencias de la velocidad del viento, se generan valores aleatorios para intervalos de 15min. Estos valores son convertidos en potencia utilizando las curvas de potencia de un aergenerador referencial.

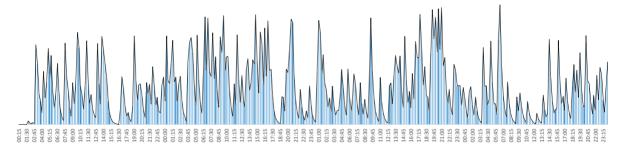


Figura 1. Serie temporales en resolución de 15 minutos para la central eólica de la barra 8 del sistema EPU.

En este proceso, se debe tener especial cuidado en no generar series muy correlacionadas entre sí, ya que esto afectaría la representación del comportamiento estocástico del recurso dentro del modelo matemático.

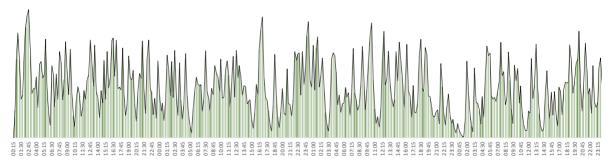


Figura 2. Serie temporales en resolución de 15 minutos para la central eólica de la barra 13 del sistema EPU.

#### Centrales solares

Para el caso de las centrales solares se emplea una distribución normal trunca entre los valores mínimos, promedio y máximo de irradiación solar obtenida para un día típico de cada mes. Estos valores generados de manera aletoria son luego desagregados para intervalos de 15 min haciendo uso de las ecuaciones de geometría solar y relacionadas (Duffie



et al, 2013). Finalmente, tomando en consideración el efecto de la tempeartura y las características técnicas un panel fotovoltaico referencial, se obtiene una serie de tiempo para la producción solar.

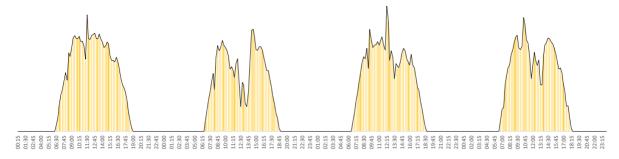


Figura 3. Serie temporales en resolución de 15 minutos para la central solar de la barra 6 del sistema EPU.

Se introduce ruido dentro de la serie temporal a fin de reflejar las variaciones en la producción que existen por las sobras, nubes y demás factores que afectar a estos sistemas.

## Modelo matemático de optimización

El modelo matemático propuesto toma parte de la formulación presentada en (Morales-España et al, 2013) que desarrolla restricciones compactas para el problema de compromiso de unidad, y lo combina con lo planteado por (Sayas et al, 2017) que presenta un modelo de planificación a largo plazo con generación distribuida RER.

$$\begin{aligned} & \min CT = \left( \sum g_{i}^{t}C_{m} \right) + \left( \sum \delta_{i}^{t}C_{r} + \sum \xi_{p}^{t}C_{r} + \sum \tau_{p}^{t}C_{r} \right) \\ & s.a. \\ & \sum f_{in}^{t} - \sum f_{nj}^{t} + \sum G_{i}^{t} + \sum H_{p}^{t} + \sum z_{p}^{t} = \sum d_{j}^{t} - \sum \delta_{j}^{t} + \sum \xi_{p}^{t} + \sum \tau_{p}^{t} \\ & \beta_{i}^{t} \leq \left( g_{i}^{max} - g_{i}^{min} \right) u_{g_{i}}^{t} - \left( g_{i}^{max} - SU_{g_{i}} \right) v_{g_{i}}^{t} - \left( g_{i}^{max} - SD_{g_{i}} \right) w_{g_{i}}^{t+1} \\ & \beta_{i}^{t} \leq \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t-1} \right) \leq RU_{g_{i}} \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t-1} \right) \leq RU_{g_{i}} \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t-1} \right) \leq RU_{g_{i}} \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} \right) \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} \right) \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} \right) \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} \right) \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} \right) \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} \right) \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} \right) \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} \right) \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} \right) \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} \right) \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} \right) \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} \right) \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} \right) \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} \right) \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} - g_{i}^{t} \right) \\ & \beta_{i}^{t} = \left( g_{i}^{t} - g_$$



$$\begin{aligned} 0 &\leq \xi_p^t \leq \begin{cases} z_p^t \\ H_p^t \end{cases} &, \forall p \in Z^{E,S} \\ , \forall p \in Z^H \end{cases} \\ \theta_{slack}^t &= 0 &, \forall t \in T \\ -\pi &\leq \theta_i^t \leq \pi &, \forall j \in N, t \in T \end{aligned}$$

El modelo emplea las restricciones de (Morales-España et al, 2013) para representar las limitaciones de rampa de subida y bajada de potencia de las centrales convencionales, así como para indicar las máximas potencias que pueden tomar en el arranque o parada. El estado operativo de la unidad se representa por variables binarias  $u^t$  que se relacionan lógicamente con las variables  $v^t$  y  $w^t$  que indican cuando un grupo se enciende o se apaga respectivamente. En esta comunicación no se consideran los tiempos mínimos de operación o entre arranques, o los costos de arranque y parada de las unidades térmicas por limitaciones computacionales.

Dentro del modelo también se consideran variables de holgura que ayudan a la convergencia del modelo, pero al mismo tiempo capturan los valores de demanda no atendida ( $\delta^t$ ), energía renovable no aprovechada o desperdiciada ( $\xi^t$ ) y generación convencional de excedente debido a inflexibilidades de su operación ( $\tau^t$ ).

## **ESTUDIO DE CASO**

El modelo matemático es aplicado sobre un sistema real existente en el sur de Perú que fue presentado inicialmente en (Sayas et al, 2017). Se emplean intervalos de 15 minutos como paso de simulación pues permiten capturar mejor el comportamiento estocástico de las cargas eléctricas y las centrales de generación ERNC. Por otro lado, la capacidad de las plantas solares y eólicas han sido incrementadas hasta lograr un grado de penetración de aproximadamente 65% de la generación total a fin de obtener mayor claridad en el análisis y las comparaciones. La implementación del modelo se realiza en lenguaje AMPL y se hace uso del solver Gurobi ofrecido por la plataforma en la nube NEOS Server.

## Descripción del sistema

El sistema eléctrico ubicado en Puno, Perú (Sistema EPU) está conformado por 25 nodos, 25 líneas de transmisión, 10 puntos de demanda y 12 centrales de generación (entre solares, eólicas e hidroeléctricas) como se ve en la Fig. 4. Se analizada un horizonte 576 pasos equivalentes a 6 días o 144 horas o 8640 minutos. Cada día representa un día típico de los meses de enero a junio (Duffie et al, 2013).

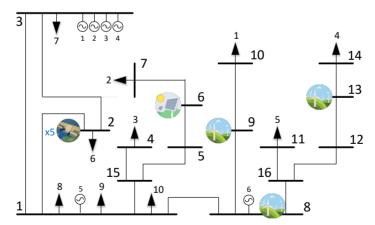


Figura 4. Sistema eléctrico EPU adaptado de (Sayas et al, 2017).

## Resultados obtenidos

Se analizan tres escenarios. El primer escenario muestra el comportamiento normal del sistema que tiene un grado de penetración de generación intermitente de 65%. El segundo escenario introduce un grupo término a gas ultra flexible en la barra 3. Finalmente, el tercer escenario muestra la performance del sistema cuando se implementan dos grupos adicionales en las barras 1 y 8. En definitiva, se simula el comportamiento del Sistema EPU cuando se implementa el concepto de "Smart Generation" que combina centrales intermitentes con grupos ultra flexibles.



#### Primer Escenario: Sin Smart Generation

Para el primer escenario, las inflexibilidades de los grupos convencionales ocasionan que se generen 4.1% más energía de la que es requerida por la demanda. Sin embargo, la demanda no es satisfecha en todo momento, llegándose a un total de 27.2 MWh de energía no suministrada.

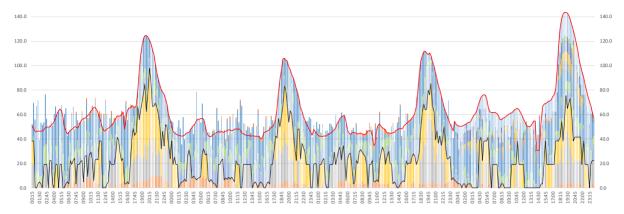


Figura 5. Resultados de simulación del primer escenario sin Smart Generation.

#### Segundo Escenario: Con Smart Generation – Una unidad ultra flexible

Para el segundo escenario, las inflexibilidades y la intermitencia son contrarrestadas con la operación de una unidad ultra flexible. Así, la generación ahora excede tan solo en 2% a la demanda. En este escenario todavía existe demanda no satisfecha pero solo representa un total de 0.2 MWh de energía no suministrada.

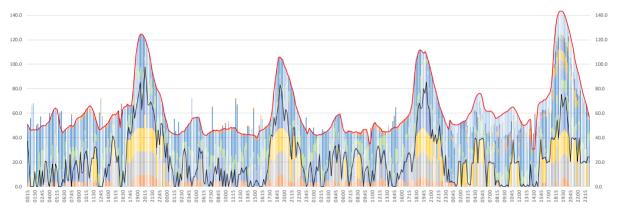


Figura 6. Resultados de simulación del segundo escenario con Smart Generation (una unidad ultra flexible).

#### Tercer Escenario: Con Smart Generation - Tres unidades ultra flexibles

En el tercer escenario, a pesar de la inclusión de dos unidades ultra flexibles adicionales, la generación excedente se mantiene en 2% y la energía no suministrada en 0.2 MWh.



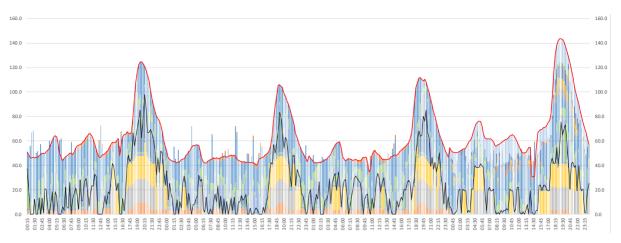


Figura 7. Resultados de simulación del tercer escenario con Smart Generation (tres unidades ultra flexibles).

#### CONCLUSIONES

El modelo deasarrollado permite analizar el comportamiento de los sistemas eléctricos con presencia de centrales de ERNC intermitentes. Asimismo, logra evaluar el impacto ocasionadas por las inflexibilidades operativas de los grupos convencionales.

Las simulaciones realizadas muestran que, ante un alto grado de penetración de ERNC la demanda queda insatisfecha o se producen excedentes de generación eléctrica en varios momentos (desbalances energéticos). Asimismo, se evidencia que la inclusión de un único grupo ultra flexible reduce en 50% y 99% la EEG y la ENS, respectivamente. Mediante la corrección de estos desbalances se mejoran los perfiles de tensión, se reducen las pérdidas de potencia activa y se logran postergar inversiones que, de otra forma, deberían realizarse.

Finalmente, se nota que, la inclusión de unidades ultra flexibles adicionales en este sistema no aporta mayor beneficio operativo. En consecuencia, se recomienda 1) realizar estudios sobre el nivel óptimo de penetración ERNC, 2) aumentar la demanda mediante interconexiones con otros sistemas, o 3) evaluar la conveniencia de incluir sistemas de almacenamiento de energía para capturar la energía sobrante y re-inyectarla en los momentos de déficit.

#### REFERENCIAS

- Alsaidan, I. et al (2016), "Determination of Battery Energy Storage Technology and Size for Standalone Microgrids," Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Estados Unidos.
- Duffie, J. & Beckman, W. (2013), "Solar Engineering of Thermal Processes," 4ta Edición, Wiley, Estados Unidos.
- International Energy Agency (2016), "World Energy Outlook 2016" [En línea].
- Lannoye, E. et al (2012), "Evaluation of Power System Flexibility,". IEEE Transactions on Power Systems, 27(2), 922–931.
- Morales-España, M. *et al* (2013), "Tight and Compact MILP Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem,". IEEE Transactions on Power Systems, 28(4), 4897–4908.
- Rautkivi, M. et al (2013), "Future Market Design for Reliable Electricity System in Europe," POWERGEN Europe 2013, Austria.
- Sayas, L. & Felix, R. (2017), "Modelo Estocástico Multietapa para la Selección del Mix Óptimo de Generación Distribuida Renovable en Sistemas Eléctricos Críticos," IV Congreso Smart Grids, España.
- Winfield, M. et al (2018). "Energy policy regime change and advanced energy storage: A comparative analysis,".
   Energy Policy, 115, 572–583.



## SISTEMAS HÍBRIDOS FOTOVOLTAICOS PARA ESTACIONES SIN RED ELÉCTRICA CON MONITORIZACIÓN REMOTA

Jury Reina Aguilar, Responsable de Marketing, Grupo SME & Desigenia Martina Torres, Desarrollo de negocio, Grupo SME & Desigenia

Resumen: El proyecto consiste en la sustitución de grupos electrógenos que funcionan 24 horas en estaciones base de telecomunicaciones por sistemas híbridos de energía más eficientes y controlarlos de manera remota durante 24 horas para prevenir y gestionar incidencias y evitar la caída del servicio crítico en las estaciones de telecomunicaciones. Estos sistemas aúnan energía solar fotovoltaica, baterías para almacenamiento energético y grupo electrógeno como fuente de carga. Con un software de control y acceso a los sistemas híbridos al que se accede a través de un NOC Central o de una plataforma web de acceso remoto para los técnicos que los supervisan 24 horas, 365 días al año, se puede conocer el estado real de los sistemas en todo momento, actuar sobre los diferentes elementos y compononentes y garantizar el nivel de servicio. Este proyecto permite minimizar el impacto medioambiental gracias al uso de fuentes de energía renovables al tiempo que minimiza los costes OPEX del mantenimiento de grupos electrógenos.

Palabras clave: Sistemas Híbridos, Off Grid, Energía, Software de Control, Monitorización, Grupos Electrógenos, Fotovoltaica

#### **ANTECEDENTES**

Las estaciones base de telecomunicaciones aisladas no cuentan con acometida de red eléctrica. Este tipo de estaciones se alimentan de grupos electrógenos que funcionan las 24 horas del día, con el consecuente gasto energético, contaminación por el uso de combustibles fósiles y emisiones de CO2. Además, para los operadores de telecomunicaciones supone un elevado coste operativo, ya que el mantenimiento de los grupos electrógenos es constante. Costes de desplazamiento, mantenimientos correctivos por fallos, caídas de red, repostajes de combustibles, vandalismo, son algunos de los costes que tienen que afrontar los gestores de este tipo de estaciones aisladas.

El proyecto se ha basado en la instalación de más de 200 sistemas híbridos, pero para detallar el proyecto en sí y ofrecer resultados con métricas, vamos a detallar la instalación para un solo operador, en este caso se explicará el proyecto de 80 sistemas híbridos. Estos sistemas híbridos se han instalado en estaciones base de telecomunicaciones para minimizar el impacto medioambiental y garantizar el acceso a red eléctrica de una manera más eficiente.



Figura 1. Sistema híbrido instalado.

## PROYECTO/SOLUCIÓN

La solución propuesta por Desigenia es la instalación de sistemas híbridos de energía fotovoltaica para suministrar electricidad a esas estaciones de manera ininterrumpida. Con estos sistemas se consigue un suministro eléctrico contínuo minimizando los costes operativos y reduciendo el impacto medioambiental.

El proyecto está basado en la implementación y gestión remota de más de 80 sistemas híbridos por todo el país. Con este proyecto se quiere minimizar la huella de carbono de las estaciones base de telecomunicaciones y reducir los costes operativos que supone el mantenimiento del suministro energético convencional.

La solución planteada pasa por el desarrollo particular de cada sistema híbrido, según requerimientos de cada emplazamiento y la gestión y monitorización remota del sistema 24 horas, previniendo así las incidencias que pudieran



ocurrir y corregirlas, en caso necesario, de manera remota e instantánea, garantizando siempre un suministro eléctrico continuo y sin caídas.

La solución propuesta además permite al operador de telecomunicaciones conocer el estado de sus infraestructuras en tiempo real, conociendo el consumo energético, la huella de carbono que ocupa y el coste que supone. Para mostrar resultados de la solución vamos a explicar un proyecto concreto, en este caso de un operador concreto para poder mostrar resultados visibles.

Con la implementación de estos sistemas se consigue minimizar el uso de grupos electrógenos hasta un 90%, reduciendo así la huella de carbono. Están instalados más de 80 sites por todo el territorio español, generando más de 700.000 kWh y reduciendo el uso de combustibles fósiles, ahorrando en un año más de 1.200.000 lts de combustibles y más 3.300 toneladas de emisiones de CO2 equivalentes. Además, está planificado la instalación en 14 sites en México hasta el próximo mes de diciembre.

El proyecto minimiza el uso de los grupos electrógenos en más de un 65% por contar con sistemas solares y baterías de litio. Además, los sistemas se monitorizan y gestionan desde un centro de control de manera remota, garantizando la calidad del servicio en todo momento gracias al sistema de gestión de alarmas.



Figura 2. Diagrama comparativo del antes y el después de la instalación de un sistema híbrido.

## Descripción del sistema híbrido

El sistema utiliza la energía solar y la carga de las baterías para suministrar energía, cuando esta es insuficiente, el grupo electrógeno se enciende como fuente de carga para alimentar las baterías y que estas continúen con el suministro eléctrico. Es el gestor energético el que envía la señal para conmutar las fuentes de energía.

La solución cuenta con otras medidas que la hacen robusta y confiable:

- Sistema de monitorización: la solución cuenta con un sistema de monitorización integrado que permite conocer ele estado real de la estación en todo momento permitiendo a los técnicos conocer el estado de todos los componentes y saber si existe algún problema en la solución y solventar la incidencia antes de que ocurra.
- Gestión energética: un software de control y gestión remota que permite sacar informes de la estación y conocer el consumo generado, horas de funcionamiento del grupo, carga de las baterías, registros de parámetros de los inversores, sensores de humedad y temperatura. Todos estos elementos conectados a un NOC donde pueden estudiarse y analizarse.
- Sistema de Climatización eficiente: permite realizar la refrigeración del contenedor a través de un sistema free cooling configurable de acuerdo con las condiciones particulares de cada sire, además permite ser controlado de manera remota.

Dependiendo de la solución, se alimentan sistemas desde 550 W hasta 11.600 W

A continuación, en la Figura 3 se muestra el esquema de funcionamiento del sistema híbrido. En ella se ve como todos los componentes están unidos al gestor energético que es quién regula las diferentes fuentes de energía. Además, todo conectado al microvigía quién envía los datos recogidos al web server.



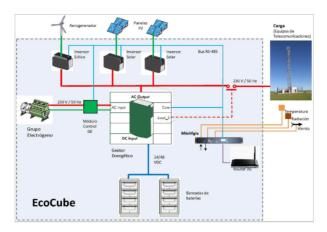


Figura 3. Esquema de funcionamiento del sistema híbrido.

## Descripción del sistema de monitorización

Con el sistema de supervisión y control integrado en la solución se puede observar de manera remota en todo momento la estación y su funcionamiento, pudiendo conocer el estado de las baterías, las horas de funcionamiento del grupo electrógeno, el nivel de combustibles que tiene, la energía solar generada por los paneles, la energía consumida por la estación, entre otros datos.

Con el registro de estos datos se realizan los análisis para gestionar los mantenimientos de los sistemas, permitiendo así prevenir las incidencias antes de que ocurran y que el servicio nunca se caiga, ya que las estaciones de telecomunicaciones que se alimentan con estos sistemas son críticas y una caída de servicio puede suponer dejar sin comunicación a una zona.



Figura 4. Esquema de funcionamiento del sistema de gestión y supervisión de infraestructuras.

El Microvigía recoge todos los datos de los diferentes componentes del sistema híbrido mencionados anteriormente, para enviarlos al servidor web para almacenamiento. Desde el software ARGOS se accede a los diferentes sistemas híbridos para monitorizar y gestionar los sistemas de manera remota.

Este sistema permite accionar elementos de manera remota para evitar desplazamientos innecearios al site. Además, permite organizar los mantenimientos preventivos para evitar las caídas del sistema.



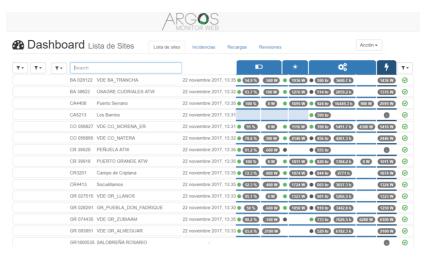


Figura 5. Front pge del software ARGOS desde el que se ven todos los sistemas híbridos y se accede a ellos.

Como ejemplo de información que aporta el sistema de supervisión y monitorización de cada estación tenemos:

- Potencia entregada por los paneles solares
- Potencia entregada por el grupo electrógeno
- Potencia recibida o aportada por las baterías
- Potencia consumida por la carga
- Estado de carga (SoC) de las baterías
- Estado de salud (SoH) de las baterías
- Horas de funcionamiento diario del grupo electrógeno
- Litros de gasoil consumidos diariamente
- Energía solar diaria generada
- Registro de recargas de gasoil, revisiones realizadas e incidencias producidas
- Informe de cuándo se han recopilado los datos por última vez

## **METODOLOGÍA**

Para la implementación del proyecto, se han estudiado las estaciones base de telecomunicaciones, se han hecho los replanteos necesarios para dimensionar los sistemas de acuerdo con la potencia requerida, espacio disponible en el site y requerimientos de cada estación.

Tras el estudio del emplazamiento se realiza el diseño del sistema siguiendo unos parámetros de configuración por potencia requerida. Se diseña la solución indicando los componentes necesarios y se envía a fabricación. Desigenia cuenta con un partner, SME Soluciones quien fabrica el sistema y lo integra.

Tras la fabricación e integración, se instala en el site y se pone en funcionamiento. El modelo de negocio de venta de estas soluciones es en OPEX, lo que supone que nos encargamos de la operación y mantenimiento de todos los sites, así gestionamos la monitorización remota y garantizamos que el servicio siga disponible las 24 horas.

## Usabilidad de Tecnologías de la Información y Comunicaciones

La innovación está en el desarrollo del sistema híbrido, configurado para cada estación base y dimensionado según potencia, consumo, espacio del recinto, etc.

Además, la tecnología aplicada para monitorizar y gestionar los sistemas híbridos a través de un aparato de control integrado en todos los sistemas y conectado a un software de gestión remota al que se accede desde un NOC central permite prevenir las incidencias y gestionarlas de manera remota, evitando fallos de red y caídas del servicio, garantizando siempre la fiabilidad de la alimentación eléctrica de los equipos de telecomunicaciones. Este sistema ha reducido las incidencias a cero desde que se han instalado, gracias a la planificación de mantenimientos y la gestión de alarmas de manera remota.



El sistema de supervisión y monitorización de infraestructuras está diseñado para la obtención de datos en tiempo de real de una instalación para su correcto funcionamiento y posterior análisis de datos. Este sistema se integra dentro de las soluciones para recopilar datos de las infraestructuras, tales como temperatura, energía consumida y energía generada por los paneles solares.



Figura 6. Técnicos en la sala de control de Desigenia.

## **RESULTADOS Y DATOS OBTENIDOS**

## Indicadores y procesos de mejora

Dentro de los proyectos de instalación de sistemas hibridos se compara indicadores de las estaciones con uso continuo de Generador con los HIbridos por lo que los indicadores de medición son los siguientes:

- Litros de gasoil reducidos
- Emisiones de CO2 reducidas
- Número de incidencias de la estación Radio Base
- Mejora en disponibilidad de la estación Radio Base

## Cuantificación/Estimación reducción de consumos

Calculando el consumo que tenía el grupo electrógeno funcionando las 24 horas a 2 litros la hora que consume el grupo, son 48 litros al día, 17.520 litros al año de una estación. Multiplicado por las 80 estaciones, 1.401.600 litros de combustibles al año.

Ahora, si tenemos en cuenta que el grupo funciona una media de 6 horas al día, dependiendo de la estación, hemos hecho una media de las 80, el régimen de trabajo del grupo se reduce ya que no funciona las 24 horas por lo que no consume 2 litros la hora, sino aproximadamente 1,5 litro/hora. Por lo que son 262.000 litros al año aproximadamente lo que se consume. Eso supone un ahorro de 1.150.000 litros de gasoil al año, aproximados. Existen estaciones sin grupo electrógeno que por lo tanto reducirían aún más su consumo y alguna estación en la que el grupo funciona más. Todo ello es una estimación en la que los grupos trabajarían un 25% del tiempo.

## Cuantificación/Estimación reducción emisiones CO2

Se estima que se reduzcan anualmente más de 3.300 toneladas las emisiones de CO2 entre todas las estaciones base calculado tomando en consideración el factor de 2.676,49 gramos de CO2 por litro de combustible

## **CONCLUSIONES**

La instalación de los sistemas híbridos y su gestión y monitorización de manera remota permite al operador conocer el estado de las estaciones y por lo tanto observar el consumo que tienen y el funcionamiento del sistema, cosas que antes no podían controlarse ni monitorizarse ya que los grupos electrógenos no cuentan con este sistema, por lo que es un elemento que no se puede cuantificar para mostrar resultados.

Se podría medir el gasto logístico que suponía el envío de personal técnico a los emplazamientos cada vez que había una caída de red o de servicio, para realizar mantenimientos correctivos o simplemente para conocer por qué no funciona el grupo electrógeno. Con ello podría medirse el resultado económico del ahorro que supone la



monitorización remota, conocer todos estos datos desde un NOC central y evitar estos desplazamientos. Con ello además se realizan las visitas justas a los emplazamientos para acciones concretas.

Con el sistema de supervisión además se planifican los mantenimientos preventivos evitando los habituales problemas de los grupos electrógenos, como repostajes, recargas, fallos mecánicos, fallos eléctricos, etc.

Y por último, se puede observar cómo se reduce la huella de carbono de este tipo de estaciones, viendo que todos los operadores están sujetos por un compromismo medioambiental en el que tienen que cumplir una serie de objetivos para reducir su huella de carbono así como utilizar fuentes de energía renovable, los sistemas híbridos de energía son las solución idónea para estos emplazamientos.

La característica principal de estos sistemas es su flexibilidad y adaptabilidad, por lo que es un sistema que se puede implementar en varios sectores y para diferentes proyectos, por lo que es un sistema eficiente que además conlleva el uso de un sistema de monitorización escalable y que se adapta a cad proyecto.

Además, como avance para futuras estaciones, se han implementado sistemas para estaciones de baja potencia que no utilizan grupo electrógeno, por lo que se reducen aun más las emisiones y los litros de combustibles, siendo sistemas 100% renovables.



# **ENERGÍAS RENOVABLES EN SISTEMAS DE TELECOMUNICACIÓN**

Pere Sabater Frau, Ingeniero Independiente en I+D, Universitat Illes Balears (UIB)

Resumen: La presente invención describe un sistema de gestión energética para gestionar y controlar de forma global y/o local infraestructuras de telecomunicaciones. Más concretamente, el sistema de gestión energética comprende unas estaciones de radio base con al menos una unidad de generación de energía renovable y que están vinculadas a una unidad de soporte eléctrico. Adicionalmente el sistema de gestión comprende: nodos centrales vinculados con las estaciones de radio base, nodos de enlace vinculado con unos nodos centrales y un centro de procesado de datos vinculado con los nodos de enlace para realizar la gestión energética de las infraestructuras de telecomunicaciones.

Palabras clave: Energía Renovable, Estacion de Radio Base de Telecomunicaciones, Balance Cero, Big Data

### INTRODUCCIÓN

Los países europeos, en general tienen muy buenas infraestructuras de telecomunicaciones y tienen un alto consumo de energía; algunos lugares tienen altas emisiones de CO<sub>2</sub> debido a un sistema de producción de energía eléctrica basado principalmente en carbón y combustibles fósiles que no es un escenario ambientalmente sostenible. El objetivo de este estudio es identificar los procesos que reducirían el consumo de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero, diseñando un escenario objetivo con "cero emisiones de CO2" y "energías 100% renovables".

El suministro de energía de la red eléctrica real viene dado por una pluralidad de plantas de energía renovable y plantas de energía convencional, pero aún existe una alta dependencia en las plantas de energía convencionales para cubrir la demanda de energía.

El sistema de generación principal de la mayoría de las regiones consiste en una combinación de instalación de plantas de energía renovable con plantas de energía fósil como ciclo térmico y combinado. Que incluyen la biomasa y la planta de desechos. Las tasas promedio de emisión de carbono son 0,48 kg de CO2 / Kwh [1] (en el continente), con una producción de energía renovable cercana al 34%. Las centrales nucleares ya están trabajando en algunos países con expectativas de ser cerradas en el futuro, así como las centrales térmicas de carbón. El transporte tiene el mayor impacto en el consumo de energía: alrededor del 54% se destina al transporte y el 23% del consumo total de energía está destinado al transporte aéreo. La producción de electricidad requiere el 46% de la producción bruta de energía, con una eficiencia global del 37%. En ubicaciones remotas (Islas Canarias e Islas Baleares), el principal sistema de generación está compuesto por centrales térmicas y centrales de ciclo combinado, con tasas de emisión de carbono promedio de 0'86 Kg CO2 / KWh [1], la demanda de energía pendiente se cubre energía por cables submarinos, corriente continua de alta tensión (HVDC), a tierra firme. El modelo de producción descrito produce una gran cantidad de emisiones de CO2, ya que se basa en un ciclo de vapor de la planta de carbón.

La industria de las telecomunicaciones, como tercera economía mundial tiene un consumo global energético del 2%, que proviene de combustibles fosiles en su mayoría, pero el cambio climático ya es un hecho y cada vez hay mas presiones de la comunidad pública, los targets energéticos europeos y Kyoto para descarbonizar todos los sectores incluido el sector de las telecomunicaciones.

Acerca de las redes de telecomunicaciones, en realidad hay una tendencia en la computación en la nube desde centros de proceso de datos o *Big Data* y en la informática en el borde o en el *edge*. El concepto separa el plano de datos del control de datos donde la mayoría de las funcionalidades se implementan a través de Redes definidas por software (SDN) y virtualización de red. El objetivo es lograr flexibilidad en la administración de la red ya que las redes definidas por Software (SDN), uno de los aspectos principales es la programabilidad o el control programable del comportamiento de una red de comunicaciones. Finalmente, se prevee que redes de telecomunicaciones puedan estar gestionadas por si mismas a partir de tecnología *Blockchain*.

# PRESENTACIÓN PLATAFORMA

La novedad del proyecto es una plataforma de energía adaptada a los sistemas de infraestructura de telecomunicaciones inalámbricas. Donde la generación de energía renovable es realizado por una pluralidad de fuentes de energía renovable en cada estación de telecomunicaciones a partir de energía fotovoltaica y eólica, mientras que el sistema acondicionador de la energía estaría implementado con un dual backup: (1) baterias y red



electrica para las RBS electrificadas y para las estaciones no electrificadas (2) baterias y pila de combustible o baterias y grupo electrógeno, con bio combustible. Obteniendo así estaciones de telecomunicaciones productoras y consumidoras de energia electrica en la red del operador electrico. Permitiendo un suministro de energía más sostenible y limpio, que brinde eficiencia energética durante su ciclo de operación. La arquitectura del sistema consta de tres niveles jerárquicos compuestos por los nodos centrales en un nivel inferior, nodos de enlace en un nivel jerarquico intermedio y el Centro de procesamiento de datos (CPD) en la parte superior; donde todos los dispositivos se fusionarían dentro de una plataforma mediante una aplicación integral como podría ser de software defined. El centro de procesamiento de datos en el núcleo de la nube implementa la mayor parte de la inteligencia, la predicción a largo plazo, el control y la automatización de todo el framework; también dispondría de monitorización a través de un sistema tipo SCADA. En la zona comprendida entre la red de acceso y nucleo de red el nodo de enlace implementaría las funcionalidades de enrutamiento, inteligencia, funciones de control y procesamiento en base a la información meteorológica: además de poder introducir prioridades en el trafico de datos y señalización y también analizar y construir paquetes a partir de varios paquetes pequeños. Finalmente, el nodo central implementaria un sistema de net metering para importar energía a la red eléctrica; y devolverla a la red electrica, automatización, control e inteligencia en el Edge. La clave de la plataforma es realizar un balance cero de energía para adaptar la demanda global a la producción global de energía renovable.

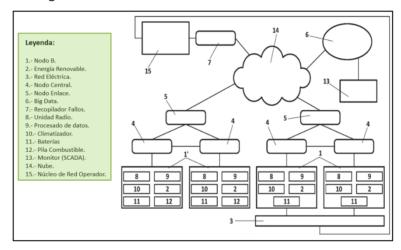


Figura 1. Esquema de red de telefonia movil con energías renovables.[2]

Uno de los aspectos clave del nodo central es el procesamiento de datos de sensores de la propia estación de telecomunicaciones - con sensores como temperatura, humedad, niveles de voltaje y en la nube a partir del centro de procesamiento, para ello se prolongaría un framework desde la red capilar de estaciones de telecomunicaciones hasta la nube. La solución presentada hace más eficiente y flexible el sistema de gestión de fallidas y energía asi como habilita los recursos para una red blockchain privada. Finalmente, el nodo compilador de fallas realiza funciones de escucha para notificar al CPD las indisponibilidades de los servidores de los equipos del nucleo de red del operador.

La arquitectura hace uso de una red privada virtual (VPN) con protocolo SSL/TLS para securizar la red y de tecnología Blockchain para implementar la inteligencia distribuida en la plataforma a partir de Smart contracts. De esta manera se logra poder registrar eventos en la red energética, introducir políticas para los procesos de auditoria energetica.

A partir de la infraestructura existente, aprovechar ésta para incorporar la tecnología blockchain se considera debido al no elevado coste asociado a esta implantación. Aunque dicha tecnología tiene múltiples aplicaciones de uso, la que mejor encaja en el presente proyecto es mantener un registro y mantenimiento de todos los movimientos producidos dentro de esta arquitectura, tanto a nivel funcional como a nivel de fallos producidos en el sistema, quedando así registrados para un tratamiento futuro. A partir de estos datos poder producir una serie de métricas de utilidad para posibles predicciones.

A futuro puede expandirse la tecnología y que su aplicabilidad sea mayor en el proyecto, pero inicialmente ofrece un almacenamiento de registros inmutables.



Esta arquitectura que conforma la red, será securizada en todo momento mediante una red VPN que conecte todos los elementos de la arquitectura. Elementos que dispondrán de certificados para poder formar parte de la arquitectura. Además, se deben emplear elementos tradicionales para la securización de la plataforma como son cortafuegos, antivirus, reglas IDS / IPS, SIEM.

En el caso de las estaciones de telecomunicaciones electrificadas, uno de los suministros será la energía de red proporcionada por la compañía eléctrica, con la cual se pueden llegar a acuerdos de compensación entre la compañía telefónica y la compañía eléctrica. La compensación puede ser totalmente con fuentes de energía renovables o parcialmente renovables. eso se logra mediante la energía cero neta en RBS ya que los RBS electrificados se integran en el sistema eléctrico como importadores/consumidores o exportadores/productores de energía eléctrica.

Por otro lado, el proyecto en su vertiente economica, cada RBS permite crear un nuevo modelo de negocio para los operadores de telecomunicaciones ya que la viabilidad económica del proyecto tiene una tasa de retorno interno mayor al 10%, en cualquier caso y en cualquier escenario, con una amortización de 1'6 a 4'5 años para todos los casos y escenarios. Además de alinear los incentivos de costos mediante el uso de dispositivos compartidos dentro de la red como nodo de enlace y centro de procesamiento de datos, de esta forma los riesgos y los costos se pueden compartir.

### Metodología

Para la simulación practica se ha escogido el escenario las Islas Baleares, y se ha recolectado información geográfica de todas las RBS a partir del operador de telefonía móvil de referencia. En todos los municipios el numero de estaciones ha sido clasificado en base a si son urbanas, turísticas o rurales. Por otra parte, se dispone de los datos climatológicos de radiación solar, velocidad del viento y temperatura de cada zona del escenario, y se ha hecho una asociación de estación meteorologica y estación de telecomunicaciones. El operador dispone de 513 estaciones de telecomunicaciones distribuidas en la geografía de las Islas Baleraes: Mallorca. Menorca, Ibiza y Formentera. Tan solo existen 2 estaciones de telecomunicaciones no electrificadas y abastecidas por un grupo electrógeno de combustible fosil y en una de ellas existe un sistema de respaldo con energía fotovoltaica, la correspondiente a la isla de Cabrera ubicada en el sur del archipielago.

La idea ha sido modelar el sistema de generación eólica y fotovoltaica a partir de las expresiones (1) y (2,3). [3],[4],[5].

(1) Energía.Sol(kWH) = (RGL\*Effic\*(1 - 0.43\*(Ta-25)) \*S/3600)) \*Finc

Donde la energía en kWh generada es igual a RGL es la radiación global para un interval de tiempo en  $(KJ/m^2)$ , Effic es la eficiencia del panel ( $\approx 20\%$ ), Ta es la temperatura ambiente de la instalación , S es la superficie de paneles solares fotovoltaicos en  $(m^2)$  y finalmente Finc es un factor adimensional que depende de la latitud del emplazamiento y tiene que ver con la inclinación, este varia entre 0'95-1'50.[2]. [4],[6]

- (2) Energia.Eol (kWh) =  $PW.max*(-1.1607*vmed^2 + 100.24*vmed 158.1)/1500$
- (3) Energia.Eol (kWh) = PW.max\*(-0.7269\*vmed2 + 148.97\*vmed 408.32)/1000

Donde la expression (2) se correspondea la energía en kWh de un aerogenerador horizontal mientras que la (3) se corresponde a un aerogenerador vertical. La energia en kWh es igual a la potencia de pico del aerogenerador PW.max en (kW) por el producto de una ecuación de segundo grado de vmed, o velocidad media del viento, en unidades (m/s). En cuanto al consumo para cada tipo de estación de telecomunicaciones utilizamos un modelo de estimación, el modelo de función lineal es definido por tres variables independientes: consumo energético mensual, datos transmitidos y grados día.[7],[8],[9],[10].

(4) 
$$\alpha(x, y, z) = M \cdot x + N \cdot y + G \cdot z + C$$
 [3]

Donde  $\alpha$  es la eficiencia de la transmisión en kWh/GBitps; M es el consume unitario; x es el consumo de energía por mes in kWh; N es el consumo unitario en kWh por Gbps transmitido; y es el trafico de datos en Gbps; Z es el factor grados dia en base (18°C) [kWh/°C] por mes; C es una constante en kWh/Gbps.

(5) 
$$Z[kWh] = \alpha . Y [GBitps]$$

Donde los parámetros M, N, G y C son obtenidos por el método de minimización del error cuadrático medio.



# **RESULTADOS Y DATOS OBTENIDOS**

En la figura 2 se aprecia las curvas de generación y demanda para cada tipo de estación de telecomunicaciones para ello se ha desarrollado un simulador en lenguaje de programación Java. Se ha asumido que la superficie de paneles fotovoltaicos es de 80 m² y que el aerogenerador seleccionado es de 9 kW varia entre eje vertical y horizontal a fin de escoger el que mejores prestaciones ofrece.

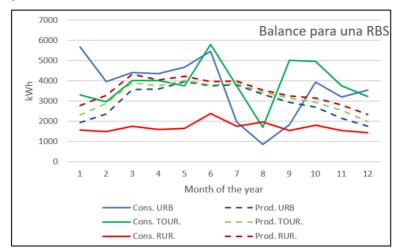


Figura 2. Balance energético de una RBS tipo para un operador en las Islas Baleares.

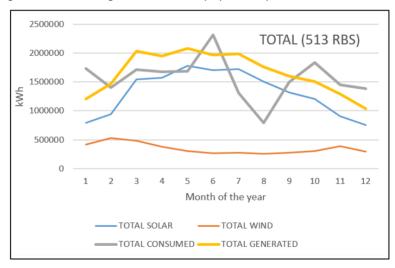


Figura 3. Generación y Consumo para las RBS de un operador en las Islas Baleares.



AÑO	E. SOLAR (kWh)	E. EOLICA (kWh)	E. TOTAL (kWh)	DEMANDA (kWh)	BALANCE (kWh)
2017	15740431,88	4155762,199	18789909,46	19896194,08	1106284,621

Tabla I. Tabla resumen de Generación y Consumo para las RBS de un operador en las Islas Baleares.

# **DISCUSIÓN**

Se puede apreciar que el balance cero de energía es posible técnicamente, donde para la potencia instalada se alcanza cubrir con energías renovables toda la energia extraida de la red electrica. Se aprecia que las estaciones rurales son las que disponen de mayor excedente mientras que las turísticas y rurales tienen déficit, permitiendo alcanzar el balance deseado. La contribución eólica es de un 25-30% lo cual hace mas robusto y aumenta la fiabilidad del sistema, en una fase posterior se optimizaría la potencia a instalar en cada emplazamiento de RBS para determinar la potencia instalar de cada tecnología renovable. Para los edificios turísticos y urbanos es preciso instalar paneles fotovolaicos y/o aerogenerador entre azotea y fachada e integrarlos, mientras que en estaciones rurales la superficie disponible para la instalación de tecnología renovable es mayor y mas flexible.

### **CONCLUSIONES**

Este artículo de una plataforma de gestión energética para un operador de infraestructura inalámbrica de telecomunicaciones ha sido presentado y ha sido analizado / simulado únicamente en su faceta energética. El proyecto cubre la gestión energética de la red, a partir de que estas las estaciones radio de telecomunicación puedan ser productores y consumidores de energía eléctrica. Se demuestra a partir del escenario de las islas Baleares que implementar un balance cero de energía en las infrastucturas del operador es viable, lo cual demuestra que el modelo presentado podría cubrir de manera sostenible toda la demanda anual energética de un operador de telecomunicaciones. Estaciones de telecomunicacionres con energías renovables es técnicamente y económicamente viable, el único punto en su contra que ha favorecido todavía la no introducción del sistema de aprovisionamiento de energía con fuentes de energía renovable es la falta de una legislación al respecto en materia de emisiones de carbono y protección medio ambiental en instalaciones industriales.

### **REFERENCIAS**

- [1] REE, Red Eléctrica Española. "El suministro de la electricidad," (2012), http://www.ree.es/es/publicaciones/educacion/el-suministro-de-la-electricidad-un-equilibrio-entre-generaci%C3%B3n-v-consumo.
- [2] Pere Sabater Frau, "Sistema de gestión energética en infraestructuras de telecomunicaciones inalmbricas", 15-01-2016, http://consultas2.oepm.es/bopiwebStatic/35203797.pdf
- [3] Ericsson Mobility Report, "On the pulse of the networked society," June 2013, http://www.ericsson.com/res/docs/2013/ericsson-mobility-report-june-2013.pdf.
- [4] P. Sabater, A. Moia Pol, and R. Prasad, "DC Power System for Radio Base Station by Renewable Energy Sources," in Proc. of ISABEL 2010, Rome, Italy, 2010.
- [5] P. Sabater, et al, "Net Zero Emissions in Radio Base Stations Operating at different Conditions," in Proc. of the Global Wireless Summit (GWS), May 2014, Aalborg, Denmark.
- [6] A. Moià-Pol, "Diagnosis and Innovation in the Energy Management at Balearic Hotel Industry," Ph.D. Thesis, UPC, 2012.
- [7] Telefonica, España S.A, http://www.telefonica.com/.
- [8] Agencia Estatal de Meteorología AEMET, Gobierno de España, http://www.aemet.es/.
- [9] P. Sabater, et al, vNet Zero Energy for Radio Base Stations- Balearic Scenario," in Proc. of the Global Wireless Summit (GWS), Dec 2015, Hayderabad, India.
- [10] The R book, Michael J. Crawley, Willey (2007).
- [11] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Gobierno de España. Espectro Radioeléctrico http://www.minetur.gob.es/telecomunicaciones/Espectro/



# MICROGRID PARA EDIFICIOS COMERCIALES E INDUSTRIALES, CONECTADO A LA RED O AISLADO, ¿CUÁLES SON LAS SOLUCIONES Y SUS CASOS COMERCIALES?

Matthieu Mounier, Microgrids VP, Energy Business, Schneider Electric

**Resumen:** La industria de la Energía está trabajando en categorizar los diversos tipos de microgrids y modelos de negocio. El objetivo principal es minimizar los costos del sistema de microgrid, como el desarrollo del proyecto, el diseño del sistema, la puesta en servicio, el soporte y la financiación. Las categorías de microgrids ayudarán a promover diseños estandarizados, que permitirán sistemas repetibles, modulares y escalables. Los modelos de negocio típicos incluyen; Propiedad del cliente (gastos de capital); Microgrid como servicio (gasto operacional); Pague sobre la marcha (sistemas pequeños y remotos).

Palabras clave: Microgrid, Prosumer, Nuevos Modelos de Negocios

### CATEGORÍAS DE MICROGRIDS

# Las categorías de microrredes están altamente estructuradas por su modo de conexión a la red principal y su tipo de propiedad

El siguiente gráfico representa diferentes categorías de microrredes.



Figura 1. Categorias de Microgrids.

El eje x representa el modo de conexión de la microgrid. El lado derecho del gráfico representa microgrids atados a la red, es decir, microgrids normalmente conectados con capacidad de resiliencia, mientras que el lado izquierdo representa microgrids que normalmente están desconectados de la red principal.

El eje y representa tipos de microrredes. Las instalaciones se muestran en la parte superior del gráfico y el público en la parte inferior.



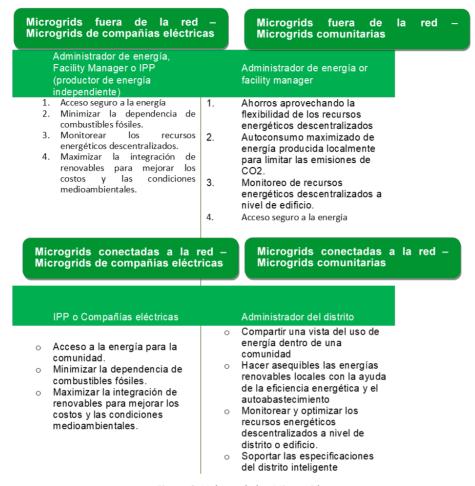


Figura 2. Valores de las Microgrids.

### Microgrids fuera de la red – Microgrids de compañías eléctricas

Este es el tipo de microgrid más común en la actualidad a nivel mundial, y generalmente se encuentra en áreas remotas a las que no llega la red tradicional. Los ejemplos incluyen bases militares remotas, minas remotas o sitios industriales, y edificios aislados como complejos turísticos. Los principales beneficios de estas microgrids incluyen energía de alta confiabilidad (evitando pérdidas de producción) e integración de energía renovable baja en carbono para optimizar tanto el costo como el medio ambiente.

### Microgrids fuera de la red - Microgrids comunitarias

Al servicio de múltiples consumidores y productores, estas microgrids también se encuentran donde la red principal está fuera de alcance, por ejemplo, en islas o en aldeas y comunidades remotas. Sin embargo, a diferencia de las microgrids de compañías, estas iniciativas abarcan diversos activos de la comunidad para garantizar una distribución de energía fiable para servicios comunitarios vitales. Los principales beneficios de estas microgrids incluyen un alto porcentaje de generación renovable, como biomasa, energía solar fotovoltaica y energía eólica para minimizar la dependencia del combustible, Minimizando la contaminación y el coste energético. Una vez que se acercan a un tamaño determinado, fuera de la red, las microgrids dirigidas por la comunidad experimentan restricciones que pueden aliviarse mediante las tecnologías de gestión y optimización de la microgrid.

### Microgrids conectadas a la red – Microgrids de compañías eléctricas

Conectadas a la red principal, estas microgrids se crean para mejorar la confiabilidad en lugares donde la fiabilidad de la red principal no es adecuada, o cuando las compañías eléctricas ofrecen incentivos en precios para el deslastre de cargas. Algunos ejemplos son alta disponibilidad, edificios comerciales individuales, campus de investigación o



negocios de una corporación, hospitales, centros de datos, etc. Los beneficios principales de las microgrids conectadas normalmente son minimizar las facturas de energía, integrar más fuentes renovables y garantizar la capacidad de recuperación.

### Microgrids conectadas a la red – Microgrids comunitarias

Estas microgrids sirven a múltiples consumidores y productores, están conectados a la red principal o se administran como una unidad despachable y con intercambios de energía optimizados con la red principal de la compañía eléctrica. Estas microgrids van desde campus de negocios de ciudades y pueblos ecológicos hasta eco-distritos o incluso pequeños municipios. Los principales beneficios de las microgrids conectadas normalmente son optimizar el costo de la energía, garantizar la capacidad de recuperación e integrar más fuentes renovables.

#### Valores para el usuario

Los valores para el usuario para las cuatro categorías de microrred expuestas anteriormente se resumen en la Fig. 2.

# Modelos de negocio de microrredes

A nivel mundial, cualquier categoría de microgrid puede usar cualquier modelo de negocio. A veces estos modelos se utilizan en combinación. Cada vez más, los clientes de las microgrids utilizan la propiedad "financiada" o "equitativa" de manera muy similar a otros proyectos de energía renovable o cogeneración (CHP). La mayoría de los activos de microgrid tienden a tener una vida útil económica de 20 a 25 años o más.

### Modelo de negocio propiedad del cliente: gasto de capital

Las microgrids en propiedad de clientes y Microgrid-as-a-a-Service (MaaS) producen rendimientos similares, pero de diferentes formas. Por supuesto, 10 MW de generación a partir de energía solar y gas natural, así como el almacenamiento de energía, los rendimientos para la microgrid en propiedad de clientes y MaaS son idénticos. Sin embargo, el modelo de negocio propiedad del cliente coloca todo el riesgo financiero en el cliente, mientras que el modelo de negocio de MaaS ofrece una oportunidad para que las conpañías eléctricas y inversores financieros colaboren estratégicamente con los clientes para diversificar las oportunidades tradicionales de servicio de energía. Además, la implementación de las microgrids suele ser mejor administrada por desarrolladores que se especializan en el diseño y modelado de sistemas de energía.

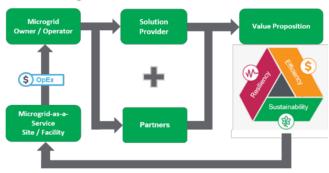


Figura 3. Cadena de valor de MaaS.

#### Modelo de negocio de Microgrid-as-a-Service (MaaS): Gastos operacionales

Si bien las microgrids en propiedad de clientes son comunes hoy en día, un nuevo modelo de negocio, MaaS[1], ofrece una estructura de propiedad flexible y presenta la mejor oportunidad para capitalizar este mercado en crecimiento. Esto es esencialmente un acuerdo de compra de energía que puede tener una estructura de financiamiento de capital y deuda. Parte de la estructura de MaaS puede ser volumétrica, y parte puede estar formada por un cargo por capacidad.

### Modelo de negocio Pay-As-You-Go: gasto pago por uso

El modelo de pago por uso (PAYG) se muestra prometedor en el mundo en desarrollo. Los modelos de microgrids PAYG a pequeña escala pueden ayudar de manera rentable al atender a los 1.300 millones de personas que no tienen acceso a la electricidad. En la India, las microgrids con energía solar rentables están sirviendo a 25-30 clientes que pagan por instalación de microgrid.



**Spark Spread** [2]es la diferencia entre el precio de mercado de la electricidad y su costo de producción. A menudo, como parte de otros modelos, la propagación de Spark describe cómo los precios de la electricidad y el gas afectan la economía de la microgrid. A medida que aumenta la tasa minorista de electricidad, las microgrids se convierten en una inversión obvia, ya que cada aumento de 1 centavo por kilovatio-hora en la tarifa eléctrica se traduce en un aumento del 2% en la tasa interna de Retorno (IRR). De manera similar, las fluctuaciones en el precio del gas pueden afectar drásticamente a la economía de la microgrid: un aumento del 50% en el precio de \$ 4 a \$ 6 / mmBTU puede eliminar completamente cualquier beneficio económico de una implementación de microgrid.

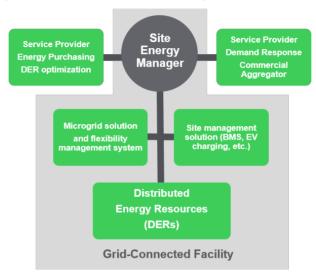


Figura 4. Cadena de valor de instalaciones conectadas a la red.

# Cadenas de valor de la microgrid

### Cadena de valor: instalaciones conectadas a la red

El tomador de decisiones de política energética para las instalaciones conectadas a la red suele ser el propio administrador de energía. Respaldado por herramientas de análisis, esta persona normalmente toma decisiones que optimizan el uso de energía de las instalaciones:

- Adquisición de energía compra de energía y negociación de contratos de entrega.
- Gestión de las prioridades de consumo de energía para las cargas de instalaciones no críticas, como sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC), gestión de flotas de cargadores de vehículos eléctricos, control de iluminación de instalaciones, etc.
- La nueva oportunidad del administrador de energía es optimizar los activos de la microgrid con la asistencia del proveedor de la microgrid y un agregador comercial para comprender las diversas estrategias de microgrid que pueden implementarse:
- Utilizar todos los medios prácticos y rentables de producción local (recursos energéticos distribuidos) y optimizar el autoconsumo.
- Mejorar la flexibilidad energética de la instalación mediante un sistema de almacenamiento de energía con baterías
- Monetizar la flexibilidad energética a través de un agregador comercial.
- Benefíciarse del control avanzado de microgrids que administra la flexibilidad de DER y reduce las facturas de energía a través de la optimización de la administración de tarifas.

El administrador de energía tiene la oportunidad de priorizar las inversiones y optimizar la eficiencia energética (minimizando los kWh consumidos) y el precio de los kWh.

El sitio tiene la capacidad de alcanzar un nuevo nivel de optimización al consumir su energía en el momento adecuado, cuando esté disponible, sea ecológico y de bajo costo.



#### Cadena de valor: comunidad conectada a la red

Para las comunidades conectadas a la red, es necesario un nuevo actor: el administrador del distrito. En este caso, hay dos niveles de optimización:

- 1. El nivel del distrito.
- 2. El sitio, la comunidad o el nivel del campus.

Es probable que la comunidad conectada a la red tenga DER a nivel de sitio, comunidad o campus:

- Generación distribuida local (PV, CHP, Biomasa, etc.).
- Almacenamiento de energía local (batería de ion litio o térmica)
- Algunas cargas adicionales (alumbrado público, estaciones de carga EV, etc.)

El administrador del distrito tiene la oportunidad de maximizar el autoconsumo con energía producida localmente, y también puede comprar energía de la red, si es necesario. Alternativamente, cuando el excedente de energía está disponible, el administrador del distrito puede venderlo, almacenarlo o distribuirlo a los sitios.

El administrador del distrito también suele determinar la flexibilidad energética para el distrito y selecciona la participación en eventos de reducción atractivos a través de un agregador comercial. Esta optimización económica a nivel del distrito beneficia a todos los sitios del distrito, a la comunidad y a los propietarios de campus.

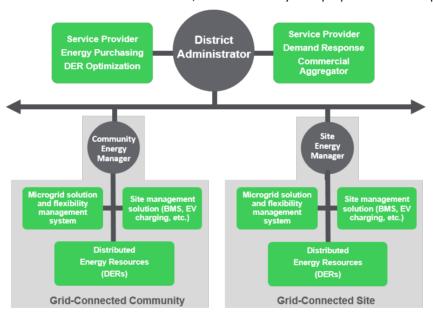


Figura 5. Cadena de valor de comunidad conectada a la red.

#### Cadena de valor: microgrid sin conexión

Para las microgrids sin conexión a la red, más compañías eléctricas y entidades privadas están solicitando licitaciones de los IPP privados (Productores de energía independientes). El IPP es una entidad que no es un servicio público, pero que posee instalaciones para generar energía eléctrica para su venta a servicios públicos y usuarios finales. Por lo tanto, las empresas privadas están posicionadas para crear un consorcio y, por lo tanto, crear un IPP.

#### El consorcio comprende:

- EPC (Ingeniería, Adquisiciones y Construcción): el EPC es responsable de todas las actividades, desde el diseño, la adquisición, la construcción hasta la puesta en servicio.
- Proveedores de soluciones: sistema de microgrid, recursos energéticos descentralizados, sistema de gestión de energía, distribución eléctrica, etc.



- Modelo de negocio / financiamiento: propiedad (gasto de capital), MaaS (gasto operacional), PAYG (sistemas pequeños y remotos), comunidad (bonos municipales) y Spark Spread (el costo del combustible y la generación frente al costo de comprar electricidad).

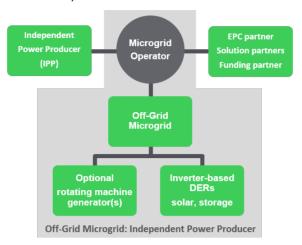


Figura 6. Cadena de valor: microgrid sin conexión.

### **CONCLUSIÓN**

La nueva industria de la energía está trabajando para categorizar los diversos tipos de microgrids y modelos de negocios, con el objetivo principal de minimizar los costos del sistema de microgrid, como el desarrollo, diseño, puesta en servicio, operación, soporte y financiamiento. La clasificación de las microgrids ayudará a promover diseños estandarizados, lo que permitirá sistemas escalables, modulares y repetibles. El retorno de la inversión (ROI) está mejorando, debido a los desarrollos en el mercado de microgrid, la tecnología y la rentabilidad.

Microrredes fuera de la red	Microrredes conectadas a la red
Acceso seguro a la energía local.	Acceso seguro a energía local o de red.
Minimizar la dependencia de combustibles fósiles.	Resiliencia de usar múltiples fuentes
Maximizar la integración de las energías renovables.	Ahorro de flexibilidad energética arbitraje
Reducir el coste energético y las emisiones.	Reducir el coste energético y las emisiones.

Figura 7. Beneficios de microgrid por tipo.

Ahora hay una serie de nuevos modelos de negocios de microgrids disponibles para permitir una selección de enfoques de financiamiento: propiedad del cliente (gasto de capital), microgrids como servicio (gasto operacional) y pago por uso (pequeños sistemas remotos), cada uno de los cuales puede verse afectado por el Spark Spread (el costo del combustible y la generación en comparación con el costo de comprar electricidad). Además de los estándares y los nuevos modelos de negocios, hay una serie de regulaciones importantes, incentivos gubernamentales y acciones contra el cambio climático. Los DER y los proyectos de microred de la red pueden calificar para subvenciones gubernamentales o incentivos a la producción.

### REFERENCIAS

- [1] Microgrid business models: by Schneider Electric and parts taken from "Microgrid-as-a-Service Offers a Collaborative Model to the Conventional Macrogrid," Lux Research.
- [2] Spark Spread Definition | Investopedia.



# EOTICC: DISPOSITIVO INTELIGENTE DE TOMA DE DECISIONES PARA LA MONITORIZACIÓN Y GESTIÓN DE UNA INSTALACIÓN HÍBRIDA EÓLICO-SOLAR CON DEMANDA ENERGÉTICA

Fco. Javier Ferrández Pastor, Profesor titular, departamento DTIC, Universidad de Alicante

Juan Manuel García Chamizo, Catedrático de Universidad, I.U. Investigación Informática, Universidad de Alicante

Mario Nieto Hidalgo, Profesor asociado, Departamento DTIC, Universidad de Alicante

Rafael Valdivieso Sarabia, Profesor asociado, Departamento de Didáctica General, Universidad de Alicante

Sergio Gómez Trillo, Investigador, Eolis Enterprises BV

**Resumen:** Eo-TICC es un proyecto multidisciplinar financiado por la Universidad de Alicante y la empresa holandesa Eolis Enterprises BV, dirigido al diseño y desarrollo de un dispositivo inteligente basado en los paradigmas de IA y protocolos de IoT, capaz de administrar el funcionamiento de la instalación eólica-solar con una determinada demanda energética con la finalizada de optimizar los procesos de autoconsumo y facilitar el mantenimiento. La primera versión gestiona la producción renovable instalada, analiza la demanda del edificio y configura el gestor inteligente para realizar predicciones y detección de cargas, tomando decisiones de conexión y desconexión de cargas para optimizar el aprovechamiento y evitar el almacenamiento.

Palabras clave: Internet of Things, Gestión Energética Inteligente, Microgeneración, Eficiencia Energética

# INTRODUCCIÓN

La sostenibilidad energética de los modelos urbanos es uno de los principales desafíos actuales. El escenario presente y futuro al que nos tenemos que enfrentar es verdaderamente complejo: un crecimiento demográfico exponencial, fuerte incremento de la demanda eléctrica, y espacios urbanos definidos que precisan continuamente un mayor número de equipamientos con un consumo determinado. La inmensa mayoría de los edificios han sido diseñados bajo criterios estructurales, económicos o estándares de habitabilidad y funcionalidad, dejando de lado su capacidad de producir energía para satisfacer la demanda de usuarios.

Los avances actuales en la tecnología de microgeneración, sumado a la monitorización y gestión energética mediante soluciones en el ámbito de IoT e Inteligencia Artificial, permite profundizar en la proyección de edificios capaces de alcanzar un balance energético equilibrado. La predicción del uso de la energía implementada a la edificación, ofrece múltiples posibilidades a la hora de alcanzar significativos ahorros energéticos tanto en la construcción, uso, conservación y mantenimiento. Diferentes métodos basados en Inteligencia Artificial muestran gran atractivo debido a su facilidad de manejo y alto nivel de precisión. Hay numerosa bibliografía al respecto, en la cual se discuten los enfoques basados en la IA para la predicción en edificios. Los investigadores Wang, Z. & Srinivasan, R. S. [1] han realizado una revisión en profundidad de métodos individuales basados en IA, tales como regresión lineal múltiple, la regresión de vector de soporte y el método de predicción global, en el cual se combinan múltiples modelos individuales con la finalidad de mejorar la precisión de la predicción múltiple.

Por otro lado, resulta clave profundizar en el paradigma de reconocimiento de patrones de consumo, con la finalidad de precisar y calibrar la actividad humana a la demanda energética asociada. Desde el departamento DTIC de la Universidad de Alicante, se está trabajando en diseños basados en el proceso de transformación Wavelet y el uso de matrices de hardware de puertas programables de campo, clasificando la actividad humana mediante modelos de Hidden Markov [2].

# CARACTERÍSTICAS Y OBJETIVOS DEL PROYECTO EOTICC

El proyecto EoTICC desarrolla una infraestructura de loT para optimizar la administración de energía en el hogar e instalaciones industriales a partir de sistemas de microgeneración eólico y solar. La gestión está prevista mediante un dispositivo diseñado bajo los protocolos de comunicación de Internet of Things utilizados para la gestión de energía en viviendas residenciales. El objetivo principal es desarrollar algoritmos de árbol de decisión capaces de administrar el recurso energético disponible según la curva de potencia de los sistemas de microgeneración, evitando el almacenamiento de energía.



La elección del protocolo más adecuado depende de múltiples factores de relevancia, tales como: condiciones ambientales, características de la red, la cantidad de datos a transferir, niveles de seguridad y solicitudes de calidad de servicio [3]. En este trabajo, garantizar un servicio de comunicación óptimo es el parámetro fundamental para la selección y puesta a punto del protocolo [4]. En este sentido, son varias las aportaciones que coinciden en la idoneidad del *Message Queuence Telemetry Transport* (MQTT) como paradigma de comunicación entre sensores, actuadores, nodos de comunicación, dispositivos y subsistemas [5-7].

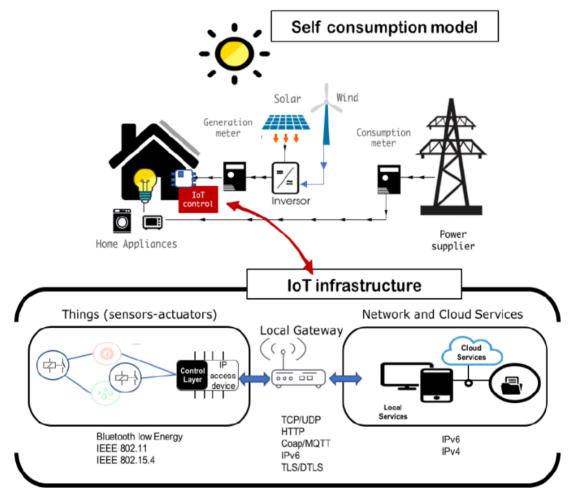


Figura 1. Modelo de producción y gestión energética inteligente EoTICC.

La comunicación de la plataforma se realiza mediante dispositivo gateway (RFC7452) y se basa en los siguientes aspectos:

- Entidades: Cada día son más y más los componentes, equipamientos, maquinaria y diferentes tipos de entidades que cuentan con la sensorización necesaria para ser monitorizados a través de internet. Cada una de estas entidades o "cosas" son etiquetados de manera que puedan proporcionarnos datos filtrados y administrables para ser utilizados con un determinado uso. Esta información permite generar bases de datos de fácil e instantánea compartibilidad a través de internet.
- Puerta de Enlace: La mayoría de las anteriores entidades no fueron diseñadas inicialmente para conectarse a Internet y poder llevar a cabo esa labor de compartimentación de datos en la nube. Para resolver esta dificultad, las puertas de enlace actúan como intermediarios entre las entidades y la nube, proporcionando la necesaria conectividad, seguridad y capacidad de administración de este tipo de información.



- Red y nube: Esta infraestructura contiene grandes grupos de servidores virtuales y de almacenamiento conectados en red. Las soluciones de IoT ejecutan aplicaciones que analizan y administran datos de dispositivos y sensores capaces de producir información relevante para determinada toma de decisiones.

En esta primera versión representada en la figura 2, se utiliza un dispositivo integrado *Raspberry P*i como nodo IoT y el lenguaje *Python* como herramienta para desarrollar los algoritmos de control. Hay tres procesos implementados en el nodo principal a realizar: Pronóstico del consumo y generación de energía, aprendizaje para la definición de patrones de consumo y control del equipamiento doméstico mediante árboles de decisión.

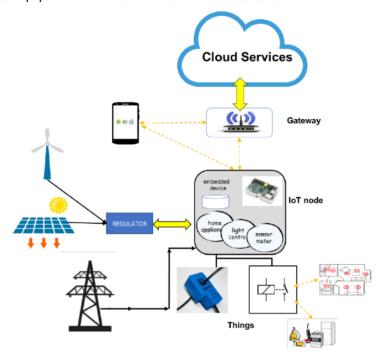


Figura 2. Arquitectura del dispositivo IoT.

En cuanto a la instalación de microgeneración eólico-solar, se compone de 3 paneles fotovoltaicos modelo Damia Solar 180w 24V monocristalino, y una microturbina eólico tipo Arquímedes de 1,4 metros de diámetro y 1,8kW de potencia máxima. Esta turbina se caracteriza por el diseño particular de sus palas de rotación, basado en la espiral de Arquímedes. Kyung Chun Kim et al. [8] destacó su funcionamiento a bajas velocidades, su capacidad de orientarse pasivamente y el bajo nivel de ruido generado.

Esta geometría origina una estética visualmente agradable, muy diferente de las turbinas convencionales, es actualmente objeto de diferentes desarrollo y evoluciones por parte de la empresa Eolis Enterprises BV junto a la colaboración del departamento dTIC de la Universidad de Alicante.

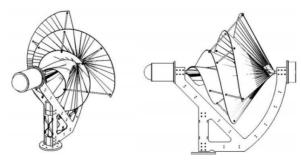


Figura 3. Arquitectura base de la turbina Arquímedes, propiedad de Eolis Enterprises BV.



# APLICACIÓN DEL DISPOSITIVO INTELIGENTE EOTICC EN VIVIENDA UNIFAMILIAR

# Descripción de la instalación de autoconsumo

La solución se ha analizado para la gestión energética de una vivienda residencial con un consumo de 9 KWh / día. La vivienda, situada en las afueras de la ciudad de Crevillente (Alicante), cuenta con una superficie útil de 110m², distribuidos en 3 dormitorios, salón, cocina, galería, 2 baños. Para el cálculo de producción y consumo energético, se ha seleccionado un día al azar, en este caso el 20 de mayo de 2018. El consumo de energía procesado por el dispositivo (en fase de aprendizaje) se muestra en la figura 4.

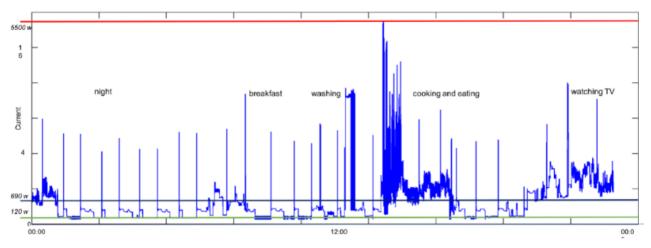


Figura 4. Perfil del consumo eléctrico proporcionado por el dispositivo IoT.

A través del software de información geográfica fotovoltaica (PVGIS) se realiza la estimación de potencia generada a través del recurso solar. El ángulo óptimo anual para la actual ubicación es de 34 grados. Este valor es el utilizado por defecto para el cálculo. Según los datos proporcionados, la radiación mensual es 6650Wh / m2 / día, y la estimación de producción es 6. 43kWh / día usando un factor de operación de 0.9.

En el caso de la energía eólica, los datos provienen de una estación anemométrica próxima a la ubicación. La toma se realiza a una altura de 10m y en intervalos de 5 minutos. La velocidad promedio del viento durante el día 20 de mayo fue de 4.53 m / s., mostrándose el perfil promedio en la figura 5.

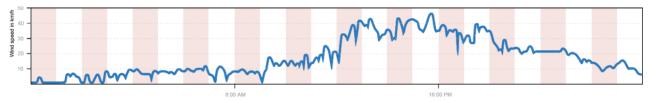


Figura 5. Velocidad promedio de las brisas en la localidad de Crevillente ( Alicante), 20 de mayo 2018.

### **RESULTADOS**

El procedimiento propuesto se inicia con el análisis de los datos ilustrados en la tabla I, con el fin de desarrollar árboles de decisión que optimizan la gestión de la demanda. Los pasos a realizar son los siguientes:

- Conexión a los servicios meteorológicos de datos abiertos para obtener un pronóstico del tiempo por hora.
- Análisis de los datos relativos al recurso solar y eólico.
- Estimación de producción de energía en base a tales parámetros.
- Cálculo previo del consumo de energía, con la finalidad de que el algoritmo, a través de los árboles de decisión, decida las acciones de control pertinentes.



Rango horario	Paneles solares	Turbina eólica	Producción total	Consumo electricidad
_	(W)	(W)	(W)	(W)
00:00 a 01:00 am	-	100	100	400
01:00 a 02:00 am	-	90	90	300
02:00 a 03:00 am	-	90	90	300
03:00 a 04:00 am	-	80	80	120.1
04:00 a 05:00 am	-	50	50	120.1
05:00 a 06:00 am	-	50	50	120
06:00 a 07:00 am	-	20	20	120
07:00 a 08:00 am	-	20	20	120.3
08:00 a 09:00 am	240.2	-	240.2	220
09:00 a 10:00 am	360.1	-	360.1	320.5
10:00 a 11:00 am	442.9	11	453,9	120.2
11:00 a 12:00 pm	485.0	30	515	160
12:00 a 13:00 pm	485.0	95	580	300
13:00 a 14:00 pm	442.9	400	842,9	900
14:00 a 15:00 pm	360.1	315	675,1	1200
15:00 a 16:00 pm	240.1	450	690,1	600
16:00 a 17:00 pm	79.6	450	529,6	300
17:00 a 18:00 pm	16.0	210	226	100
18:00 a 19:00 pm	-	340	340	300.2
19:00 a 20:00 pm	-	100	100	600.3
20:00 a 21:00 pm	-	55	55	600.5
21:00 a 22:00 pm	-	55	55	700
22:00 a 23:00 pm	-	35	35	500
23:00 a 24:00 pm	-	25	25	500
	1	Total	6312.9	9022.2

Tabla I. Estimación de la electricidad generada y consumida en base al recurso energético disponible y al patrón detectado.

El nodo loT implementa diferentes algoritmos (bibliotecas de Python de lenguaje y sistema operativo Linux) para realizar a tiempo real la gestión de los recursos usando protocolos de comunicación (MQTT, HTPP) de manera local y a través de la nube:

- Alg. 1: Cada minuto un algoritmo de control captura datos del sistema: rpm turbina eólica, velocidad del viento, radiación solar, consumo de energía, datos ambientales, controladores y otros. Éste se comunica estos datos a la nube y a determinados procesos de control.
- Alg. 2: Algoritmo de hora que está conectado para abrir datos meteorológicos de Internet. Este algoritmo calcula las predicciones de generación y consumo de energía. Utiliza reglas basadas en árboles de decisión.
- Alg. 3: Este algoritmo controla la instalación: inicio / detención, seguridad y otros.

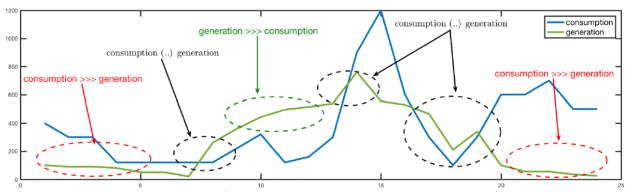


Figura 6. Situaciones significativas detectadas para el diseño árboles de decisión eficientes.



### **CONCLUSIONES**

El proyecto EoTICC propone un nuevo método para optimizar el uso de generación de energía eólica y solar en infraestructuras de autoconsumo. Se propone una instalación residencial utilizando paneles solares estándar y la turbina eólica de Arquímedes.

Este trabajo experimental permite mostrar que usando paradigmas IoT y Al la generación de energía puede ser gestionada y utilizada de una manera más óptima. En el futuro, se diseñarán nuevos árboles de decisión e implementado, y se continuarán con modelos con mayor capacidad productiva que precisen un mayor número de requisitos de control y gestión.

### **AGRADECIMIENTOS**

El proyecto multidisciplinar Eo-TICC ha sido financiado a través del convenio de colaboración alcanzado entre la Universidad de Alicante y la empresa holandesa Eolis Enterprises BV, incluido en el marco del Programa Propio del Vicerrectorado de Investigación y Transferencia del Conocimiento para el Fomento de la I+D+i en la Universidad de Alicante, convocatoria 2017.

### **REFERENCIAS**

- [1] Zeyu Wang, Ravi S. Srinivasan, A review of artificial intelligence based building energy use prediction: Contrasting the capabilities of single and ensemble prediction models, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 75, 2017, Pages 796-808, ISSN 1364-0321, https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.079.
- [2] Ferrández-Pastor, F.J., Mora-Mora, H., Sánchez-Romero, J.L. Interpreting human activity from electrical consumption data using reconfigurable hardware and hidden Markov models. J Ambient Intell Human Comput (2017) 8: 469, 469-483 https://doi.org/10.1007/s12652-016-0431-y
- [3] Hed<sup>-i</sup>, I.; Špeh, I.; Šarabok, A. IoT network protocols comparison for the purpose of IoT constrained networks. In Proceedings of the 2017 40th International Convention on Information and Communication Technology, Electronics and Microelectronics (MIPRO), Opatija, Croatia, 22–26 May 2017; pp. 501–505.
- [4] Ferrández-Pastor, F.J.; García-Chamizo, J.M.; Nieto-Hidalgo, M.; Mora-Pascual, J.; Mora-Martínez, J. Developing Ubiquitous Sensor Network Platform Using Internet of Things: Application in Precision Agriculture. Sensors 2016, 16, 1141.
- [5] Davis, E.G.; Calveras, A.; Demirkol, I. Improving Packet Delivery Performance of Publish/Subscribe Protocols in Wireless Sensor Networks. Sensors 2013, 13, 648–680.
- [6] Alvarez-Campana, M.; López, G.; Vázquez, E.; Villagrá, V.A.; Berrocal, J. Smart CEIMoncloa: An IoT-based Platform for People Flow and Environmental Monitoring on a Smart University Campus. Sensors 2017, 17, 2856.
- [7] Atmoko, R.A.; Riantini, R.; Hasin, M.K. IoT real time data acquisition using MQTT protocol. J. Phys. Conf. Ser. 2017, 853, 012003.
- [8] Lu, Q., Li, Q., Kim, Y. K., & Kim, K. C. (2012). A study on design and aerodynamic characteristics of a spiral-type wind turbine blade. Journal of the Korean society of visualization, 10(1), 27-33.



# CONSTRUCCIÓN DE UN ELECTRO PAR ACTIVADO POR RADIACIÓN SOLAR, EMPLEANDO UN PAR MATERIAL ALTA ABSORBANCIA/ ALTA REFLECTANCIA

Roberto Pérez Mateluna, Académico, Universidad Tecnológica de Chile/Chile María del Carmen Ponce Mejía, Académico, Universidad Nacional San Agustín/Perú José Torres Titus, Académico, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso/Chile

Resumen: Evaluando las posibilidades de autogenerar energía eléctrica para un edificio de apartamentos ubicado en la ciudad de Arequipa, Perú, se analizó distintas fuentes de energía renovables disponibles. Dadas las condiciones que presenta la ciudad al ubicarse en una latitud baja y sobre los 2300 m.s.n.m. que implica una alta disponibilidad de radiación solar, se propone esta innovación tecnológica que utiliza la energía radiante sobre las paredes del edificio para generar electricidad. Como la radiación solar no incide con la misma intensidad en las distintas caras de un edificio, en algunas se puede alcanzar temperaturas mayores que en otras. Este gradiente puede amplificarse usando materiales apropiados para generar usando el efecto Peltier.

Palabras clave: Activación, Conductividad, Gradiente, Rendimiento, Energía Termo Solar

### INTRODUCCIÓN

La termodinámica es la madre de todas las ciencias ya que en ella están en tela de juicio los principios básicos que gobiernan la energía y la materia. Cuestiones trascendentes tales como la imposibilidad física de crear o destruir energía, primer principio de la termodinámica, y las limitaciones que impone el universo a la transformación de calor en trabajo útil, segundo principio de la termodinámica, son cuestiones de la mayor importancia, no de tránsito pasajero, con las cuales debemos convivir, para nuestro pesar, todos los días.

La situación global de necesidades energéticas crecientes y la disponibilidad acotada de recursos naturales factibles de utilizar para la generación eléctrica a gran escala, junto a los efectos contaminantes que dejan estas actividades de explotación, han llevado al desarrollo de tecnologías que generan a partir de fuentes de energía limpia y disponibles libremente. Dentro de estas la radiación solar como fuente fototérmica y fotovoltaica ha aumentado fuertemente su participación en la matriz energética de los países en vías de desarrollo.

En este proyecto se analiza la factibilidad de generar energía eléctrica, por medio de la diferencia de temperaturas que se observa cuando dos materiales con distinta absorbancia y reflectancia reciben intensidades de radiación solar distintas. Se propone el desarrollo de materiales poliméricos, flexibles y livianos que recubran las paredes exteriores de un edificio ubicado en Arequipa, Perú, región que por su localización geográfica presenta alta disponibilidad de radiación solar. Se espera generar y almacenar la suficiente cantidad de energía para abastecer los servicios comunes del edificio, que generalmente nadie quiere asumir.

Paralelamente al cubrir la edificación con láminas se evitará el continuo pintado de las paredes porque, la limpieza de estas laminas con algún fluido es suficiente para mantener la estética y evitar el deterioro de estas o del muro subyacente, en especial en atmosferas urbanas con alto contenido de contaminantes producto del tráfico. Al emplear un sistema automático de rociadores que no signifique mucha inversión inicial, se puede garantizar el buen funcionamiento de las superficies generadoras de energía y la captación y acumulación máxima de esta para el servicio.

En síntesis, ambas ideas se complementan, por una parte, la generación mediante un sistema que capte energía y la acumule da solución a los costes de funcionamiento de las luces para iluminar áreas comunes y si se pudiera energía para funcionamiento de ascensores y por otro lado, actúa como un sistema de recubrimiento y protección de las paredes del edificio, fácil de mantener y reparar.

La hipótesis subyacente en el desarrollo de los materiales que actuaran absorbiendo o reflejando la radiación solar, de manera tal que aparezca un gradiente térmico entre ellos suficiente para generar una diferencia de potencial eléctrico aprovechable, es la variación probabilística de la densidad de energía en un material a consecuencia de su activación a través de la radiación solar.



La complejidad de la naturaleza del fenómeno en estudio queda de manifiesto en lo significativo de la incertidumbre, valorada en la forma de un error de ajuste en cualquier modelo preestablecido. Por ello es entendible la gran importancia que puede adquirir el uso de modelación no lineal mediante inteligencia artificial.

# **DESCRIPCIÓN SOLUCIÓN**

El objeto principal de este proyecto es estudiar la propiedad conductividad térmica en el seno de un material polimérico que tiene en su interior partículas metálicas dispersas, este composite con partículas metálicas de distintos tamaños, formas y densidad captura la energía solar de forma diferencial, ocasionando un diferencial térmico.

Controlando la conductividad térmica entre las zonas calientes (zonas con alta absorbancia solar) y las frías (zonas con alta reflectancia) se puede alcanzar el diferencial de temperaturas umbral a partir del cual, es factible generar una diferencia de potencial eléctrico utilizable tecnológicamente, porque supera las perdidas naturales asociadas a la generación misma. Simultáneamente, el objetivo de este trabajo es encontrar la relación critica entre ambos mecanismos, de tal forma de maximizar el rendimiento del proceso. Dentro de las partículas el calor se propaga rápidamente como un flujo de partículas térmicas, en tanto que en la matriz la propagación se realiza en forma de ondas.

La motivación es verificar experimentalmente la base probabilística de la conductividad térmica que viene a ser básicamente, un fenómeno de incertidumbre (las teorías actuales hablan más bien de fricción interna promovida por corpúsculos). Similarmente la literatura habla según la teoría clásica que si se alcanzase la resonancia el sistema se realimentaría con pérdidas mínimas, pero dadas las limitaciones naturales del material debemos contar con frecuencias altísimas y/o poros nanométricos.

Teóricamente de acuerdo con la hipótesis planteada en esta investigación, es posible construir un material con zonas de alta conductividad térmica que, aunque estén separadas por una matriz de baja conductividad, pueden transferir el calor cuando son activadas electromagnéticamente. Las relaciones espacio-tiempo del campo térmico y del campo eléctrico en los metales son distribuciones de probabilidad conjunta que controlan la transferencia de energía. En virtud de lo señalado se propone el uso de esta hipótesis en la construcción de un composite metal-polímero, activado por perturbaciones electromagnéticas, que se comporte con menores perdidas.

Esta investigación básicamente persigue elaborar distintos prototipos de composites, base polímero, con una dispersión de partículas metálicas. Estas partículas con propiedades de absorbancia o reflectancia altas trasmiten el calor de forma controlada, permitiendo la existencia de gradientes térmicos que sean superiores al umbral mínimo para la generación efectiva de energía eléctrica. Se ha planificado medir de alguna manera la relación Conductividad Térmica vs. Granulometría del material disperso, cuantificada por el tamaño, forma, densidad media y distribución de las partículas anexas.

Se propone como camino para la consecución del objetivo general, tres tareas principales consecutivas:

- 1. Verificar empíricamente la naturaleza termodinámica de la conductividad térmica (interacciones estocásticas en el seno del conductor).
- 2. Comprobar como activando electromagnéticamente la naturaleza metálica de las partículas, es posible la conducción del calor siempre y cuando exista una distancia ínter partículas menor a cierto valor limite.
- 3. Verificar que el valor de la activación electromagnética es afectado positivamente por la naturaleza heterogénea del material, caso de conductores con partículas de distintos tamaños, formas y densidades.

# **METODOLOGÍA**

La hipótesis por probar en esta investigación es la existencia de una frecuencia del campo eléctrico ínter partículas o ínter contactos donde las relaciones espacio-tiempo obliga a la partícula portadora a comportarse como una onda de probabilidad perforando térmicamente el aislante sin que esto signifique su desnaturalización. Se propone entonces la construcción de probetas formadas por tres laminas, dos exteriores con incrustaciones de metal y una interior polimérica. Una de las láminas metálicas presenta alta absorbancia solar, en tanto que la otra alta reflectancia. Los pasos para lograr esta meta son:

1. Construcción del material de la probeta: Sobre una matriz polimérica se electro deposita una fina película de metal en algunos puntos específicos del material. Se probará con distintas formas, densidades y profundidad del electro deposito.



- 2. Construcción térmica: Los electrodos o partículas en las dos caras absorben energía solar de manera diferenciada en virtud de sus propiedades de absorbancia y reflectancia de la radiación solar.
- 3. Mecanismo de Activación: Un generador de señales de voltaje conectado a los electrodos induce perturbaciones electromagnéticas dentro del material.
- 4. Construcción del composite: Se ensayarán distintos tipos de materiales, con distintos tamaños, formas y distribuciones de partículas, así mismo se aplicará varios tratamientos superficiales al material para mejor sus propiedades de resistencia a la abrasión y corrosión.

# **DISEÑO EXPERIMENTAL**

Se basa en un arreglo multifactorial, de las variables distancia ínter contactos, forma, densidad, voltaje y frecuencia de la onda electromagnética aplicada. Cada factor se aplica en dos niveles, lo que da un total de 16 tratamientos.

Como se desconoce la distribución de probabilidades que caracteriza la naturaleza material de la zona inter-contactos (aislación térmica) está impedido el uso de técnicas clásicas (Distribución normal) para analizar la dispersión en los resultados. Es decir, el número de repeticiones a realizar en cada tratamiento y la derivación de estadígrafos desde las mismas debe realizarse con análisis no paramétrico. Entonces se requiere de muestras pilotos de tratamientos elegidos al azar, con un número mínimo de 10 repeticiones, en virtud de las cuales se determina la forma de la función distribución desde el histograma de frecuencias. En la Figura 1 se muestra un diagrama del sistema de control para la activación electromagnética de la conducción partícula- partícula a través de una matriz no conductora.

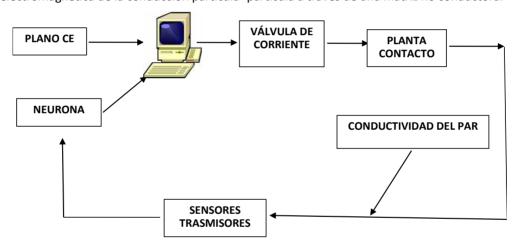


Figura 1. Diagrama de bloques del sistema de activación electromagnética.

### PRINCIPALES RESULTADOS PRELIMINARES

Se puede hablar de una zona de interfase o tercer cuerpo heterogéneo de espesor infinitesimal, compuesta por una mezcla aleatoria de áreas conductoras y no conductoras térmicas, que se modifican de acuerdo con la longitud media de acercamiento. A menor longitud podría hablarse de mayor deformación y por ende cabría esperar una mayor área de juntura. Con ello la propiedad en estudio es el área de la zona de juntura metal-metal.

Si las superficies provienen de materiales no activados la impedancia obedece a una expresión de la forma №1. Análogamente si las superficies son de materiales activados la expresión es de la forma № 2.

$$Z_{contacto}(N^{\circ}1) = \frac{K}{(1 + e^{-2kw})}$$
$$Z_{contacto}(N^{\circ}2) = \frac{K}{(1 - e^{-2kw})} + C$$

En síntesis, el tamaño de las partículas influye decisivamente en el comportamiento térmico del material, lo cual está en concordancia con la hipotética existencia de dominios de probabilidad independientes ligados a una interfase partícula-partícula.



La conductividad en la zona de contacto está asociada a una energía de activación, que permite el salto de un portador desde una fase hasta la otra, Este salto energético sigue tal vez una ley semejante a la de Arrhenius, según puede suponerse de la forma exponencial de la conductividad (relajación de la conductividad).

Estos resultados parciales sugieren que la naturaleza geométrica del tercer cuerpo, zona comprendida entre las superficies de los electrodos, determina su comportamiento térmico y condiciona la existencia de áreas donde es posible la continuidad porque la distribución de probabilidad ligada a la conductividad así lo permite.

### REFERENCIAS

- D. M. Rowe, Ed., Thermoelectrics handbook: macro to nano, 2006.
- Terry M. Tritt, Ed., Recent Trends in Thermoelectric Materials Research III,2001
- Valencia Asdrúbal "Los avances de la metalurgia física", 2003
- Y. J. Dai, R. Z. Wang, y L. Ni, "Experimental investigation on a thermoelectric refrigerator driven by solar cells", Renew. Energy, 2003
- Zamora, M. Termo I. Ed. Universidad de Sevilla, 1998



# DESALINIZAR EN ZONAS REMOTAS - PROYECTO DE DESCONEXIÓN DE UNA PLANTA DESALINIZADORA EN CUBA

Isabel Guerrero Martín, Dpto. Desarrollo de Negocio, Albufera Energy Storage Nicolás Velasco, Dpto. Desarrollo de Negocio, Albufera Energy Storage Ana López Cudero, Directora de Tecnología, Albufera Energy Storage Joaquín Chacón Guadalix, CEO, Albufera Energy Storage

Resumen: ¿Tendremos algún día acceso al agua potable?, esta cuestión es un mantra en muchas zonas poco desarrolladas del mundo donde el 80% de la población se abastece diariamente de agua no potable. En este contexto presentamos un proyecto desarrollado específicamente para ser implementado en Cuba. Este proyecto pretende cubrir una de las principales necesidades del ser humano, la disposición de agua potable a demanda, aprovechando dos de los recursos que más abundan en este país (el agua de mar y el sol). Para ello, se impulsó el diseño de una planta desalinizadora autónoma con capacidad de producción de agua potable de 10 m³/h, con aprovechamiento de energía fotovoltaica para generar su propia electricidad y almacenarla en baterías, con el fin de garantizar al menos 6h de funcionamiento diurno en la producción de agua potable, alumbrado en la planta y alimentación del sistema remoto de control y registro de datos. Se propone un sistema híbrido apoyado en un generador diésel para momentos de baja radiación solar o falta de energía almacenada en las baterías.

Palabras clave: Desalinización, Fotovoltaica, Baterías, Almacenamiento, Híbrido, Agua, Energía

# INTRODUCCIÓN/ANTECEDENTES

Según Naciones Unidas, cerca de 700 millones de personas en el mundo no tienen acceso a agua potable. Y 1.800 millones de personas vivirán en condiciones de escasez grave de agua para 2025.

Año	Consumo específico	Costo unitario
	(kW.h/m³)	(euro/m³)
1970	22	2,10
1980	18	1,80
1985	15	1,11
1988	13	1,10
1989	8,5	0,96
1990	6,2	0,75
1992	5,8	0,72
1992	5,5	0,69
1996	5,3	0,66
1998	4,8	0,52
1999	4,5	0,52
2000	4,0	0,50
2001	3.7	0.49
2002	3.5	0,48
2003	3,3	0.46

Figura 1. Evolución del coste de producción de agua desalinizada por RO. Fuente www.trabajadores.cu.

Con estos datos sobre la mesa, se ha tenido que buscar una solución alternativa para el suministro de agua potable a la población y este ha sido la "Desalinización". Para ponernos en antecedentes lo describimos de manera general como una técnica que consiste en retirar la sal del agua marina o salobre, para convertirla en un recurso aprovechable tanto para el abastecimiento humano, como para riego o usos industriales, es pues una práctica que puede aumentar significativamente los recursos no convencionales de agua y, en consecuencia, paliar déficits de la demanda.

El sistema de eliminación de sales del mar o destilación se conoce desde la antigüedad, pero implicaba un consumo muy alto de energía lo cual lo hacía inviable a nivel económico. En fechas más recientes el desarrollo tecnológico permite la obtención de agua dulce (contenido en sales inferior a 500 ppm) a partir de agua de mar (contenido en sales



del orden de 35.000 ppm) a un coste aún elevado, pero progresivamente decreciente, que puede ser asumido para ciertos usos.

Un factor de controversia para el uso de este proceso es la gran cantidad de energía que se requiere, pudiendo llegar a representar la mitad de los costes de transformación de agua salada en agua potable. Esto podría limitar su expansión en determinadas zonas de mundo que no tengan recursos energéticos suficientes. Las técnicas han ido evolucionando de manera que las nuevas plantas de desalinización usan sólo un cuarto de la electricidad para generar agua potable comparada con el consumo que se hacía en la década de 1980, gracias al uso de bombas más eficientes, mejoras en la eficiencia de separación de las membranas y el uso de dispositivos de recuperación de energía (almacenamiento energético).

Además, la desalinización tiene que afrontar un importante reto que es la reducción del impacto ambiental, por ello, en el modelo de desaladora propuesto se ha optado por ósmosis inversa.

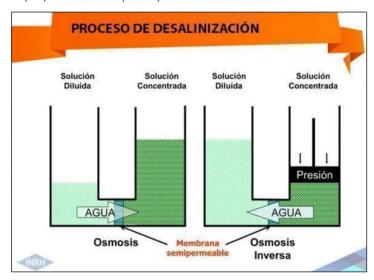


Figura 2. Esquema del proceso de desalinización por ósmosis inversa.

### Ósmosis Inversa

La ósmosis Inversa fue inventada en California en la década de los años cincuenta y consiste en usar una membrana semipermeable que permite pasar el agua pero no las sales disueltas. Este proceso se realiza sin aporte de energía exterior, mediante lo que se llama presión osmótica. Se ha demostrado que la osmosis inversa tiene capacidad de retener el 99,5% de las sales disueltas, lo que produce agua apta para consumo humano, procesos industriales y también para riego agrícola.

Las instalaciones actuales, presentan una serie de características que hacen que su impacto medioambiental sea muy bajo; son de escasa altura lo que permite que sean integradas perfectamente en el paisaje en que se inscriban, presentan una contaminación atmosférica prácticamente nula, la contaminación acústica puede ser reducida mediante aislantes a unos límites difícilmente apreciables y la emisión de de CO<sub>2</sub> no existe ya que no utilizan calor para su funcionamiento.

En el caso particular de Cuba, se considera que la desalación va a ser un motor de desarrollo social importante y su utilización se fundamenta en los siguientes factores:

- La necesidad creciente de agua dulce.
- La protección de los acuíferos de agua dulce.
- La posibilidad de tratamiento integral y completo del agua ante nuevos y variados contaminantes.
- La diversificación de fuentes de agua.
- Su expansión en el uso industrial y de servicios.





Figura 3. Ubicación de plantas desalinizadoras en marcha y en construcción en Cuba. Fuente www.trabajadores.cu.

Los factores mencionados han contribuido a ejecutar la renovación y puesta en marcha de nuevas desaladoras a lo largo de la isla. En la figura 3 se presenta la relación de nuevas instalaciones en fase de construcción, hasta un total de 11.

# **DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN**

Este proyecto tiene como objeto el estudio de la viabilidad de una solución de aporte energético de origen renovable en la desaladora ubicada en Santa Clara (Cuba), con un nivel de salinidad de hasta 10.000 ppm de sales. Esto permite que se pueda adaptar a los niveles de salinidad actuales sin alterar los estándares de eficiencia.

La planta ha sido diseñada para un trabajo continuo de 24 horas, aunque permite trabajo parcial según necesidades del usuario. El sistema de bombeo funciona de forma automática para evitar paradas en el funcionamiento de la misma.

De manera resumida, la planta desalinizadora tiene la función de potabilizar agua salobre proveniente de un pozo que será succionada e impulsada por medio de una bomba sumergible hacia un depósito de almacenamiento con capacidad mínima de 3 m³. Desde dicho depósito, se bombea el agua hacia el sistema de pre-tratamiento por medio de bombas, una en servicio y otra de reserva.

Posteriormente, se realiza la operación de filtrado donde todas las impurezas posibles quedan retenidas en un lecho filtrante para que el agua quede lo más fina posible antes de entrar en la instalación de ósmosis inversa.

Teniendo en cuenta todos los procesos a realizar en esta planta, se ha propuesto un sistema que consta de alimentación a través de fuentes renovables, (fotovoltaica) y que permite el auto abastecimiento, con recuperación de la energía.



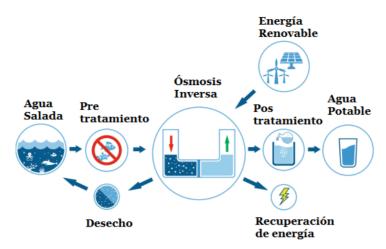


Figura 4. Esquema de funcionamiento de la solución propuesta.

Para la alimentación de la planta de agua salobre de 10 m<sup>3</sup>/h los sistemas trabajarán en corriente alterna, necesitando 480 Vac para la zona de producción y filtrado, para conversión de agua marina en agua dulce y para sistemas auxiliares y de iluminación que trabajan a 220 Vac bifásicos (Split phase) y 110 Vac monofásicos, todo en 60 Hz.



Figura 5. Sala de control.

Controlando su eficiencia, se logra un índice de consumo energético de 0,751 kWh/m³ de agua producida y se propone la utilización de un sistema de alimentación híbrido fotovoltaico – con almacenamiento de energía mediante baterías y un generador diésel que sirva de respaldo para días de baja radiación solar, lluvia o para realizar labores de mantenimiento en el resto de los sistemas.

### Elementos de la solución

Para el control de la planta se requiere de una sala aislada de intemperie donde se instalarán:

- Electrónica de potencia y acumulación
- Electrónica de control
- Comunicaciones y gestión

# CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA

La solución propuesta cubre distintos aspectos incorporando elementos novedosos que la diferencian de otras soluciones del mercado, y en concreto son los siguientes:

- Electrónica de potencia de alta eficiencia.
- Baterías de larga duración.
- Ubicación en dependencias anejas a la desaladora, pasando a ser un sistema independiente del propio funcionamiento de la misma.
- Paneles solares de fabricante de primer nivel y garantía.



Gracias a esta integración, el sistema permite una mayor optimización y disponibilidad de energía en la instalación desaladora durante su vida útil. Según la información facilitada, a continuación se muestra en la tabla I un resumen de las necesidades energéticas y de potencia durante las horas diarias y nocturnas:

	Horas	Potencia	Consumo total día kWh	Consumo Solar Directo kWh	Consumo en modo Batería kWh	Generación energía diaria kWh
Desaladora	10	10	100	60	40	
Servicios	6	3	18	0	18	
Iluminación	10	0,75	7,5		7,5	
			126	60	66	
		Eficiencia		63	82	145

Tabla I. Consumos energéticos de la planta desalinizadora.

### **RESULTADOS ESPERADOS**

Según los datos de radiación solar anuales para Cuba, el sistema solar deberá aportar un 80% de la energía de la instalación, quedando un 20% para ser suministrado por un grupo electrógeno auxiliar. La baja utilización de grupo electrógeno redundará en una mayor vida útil del mismo, reducción de costes anuales de mantenimiento y lógicamente un menor uso de combustible. De esta manera, la amortización de la inversión será más rápida, contando con un coste estimado de kWh generado de gasoil en 0,25 euros. El proceso podrá ser monitorizado a distancia para lograr una explotación eficiente y una rápida evaluación y resolución de problemas. El montaje de una aplicación que controle los principales parámetros de la planta a través de un SCADA, con disponibilidad de datos mediante gráficos y cuadros numéricos, alarmas por procesos, etc., es fundamental en zonas de Cuba donde la accesibilidad es muy reducida y con un alto grado de dificultad, para conseguir cortes de suministros durante un tiempo prolongado.

### CONCLUSIONES

En definitiva, la instalación de plantas desalinizadoras alimenadas por energía solar en un entorno como Cuba presenta, las siguientes ventajas:

- Evitar la proliferación de enfermedades y epidemias por el uso de agua contaminada
- Ahorro en recursos económicos y tiempo al reducir drásticamente el traslado de agua en camiones cisterna a distancias lejanas.
- Reducción de la dependencia energética de combustibles fósiles.
- Disminución de uso de productos químicos para potabilizar el agua obteniendo un impacto positivo en el medio ambiente.
- Incremento de riqueza en la zona de influencia de la desaladora mediante creación de empleo, aumento de la capacidad de ahorro de las familias evitando el coste de compra de agua embotellada y transmisión tecnológica de tecnologías avanzadas de almacenamiento energético.
- Desarrollo de fuentes de energía renovable.

Por todo ello, desde Albufera Energy Storage trabajamos en proyectos de construcción y desconexión de la red de plantas desalinizadoras en Cuba, desde nuestra experiencia en sistemas de almacenamiento energético y autoconsumo.

### **REFERENCIAS**

- Acuamed (Conama Comunicación técnica) Juan J. Martínez de la Vallina
- Albufera Energy Storage
- III Congreso de Electrónica y Automatización; Ponencia Cubalndustria junio 2018 CEDAI
- https://www.fundacionaguae.org/wiki-aguae/datos-del-agua/cifras-sobre-la-desalinizacion: (1/10/2018)
- https://www.bbc.com/mundo/noticias-39332148; (22/03/2017)



# DE EDAR A BIOFACTORÍA: DE LA ECONOMÍA LINEAL A LA ECONOMÍA CIRCULAR, AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA

José Mª Torre-Marín Martínez, Jefe Área Biofactorias, Empresa Mpal. de Abastecimiento y Saneamiento de Granada Juan Antonio Vico Jiménez, Jefe Biofactoría Vados, Empresa Mpal. de Abastecimiento y Saneamiento de Granada Marcos Antonio Martínez Martínez, Dir. Operaciones, Empresa Mpal. de Abastecimiento y Saneamiento de Granada

**Resumen:** Este nuevo modelo de gestión nos ha permitido transformar la EDAR Sur de Granada en la Biofactoría Sur Granada, ya que, gracias a los principios de la economía circular, podemos ser capaces de generar recursos de calidad a partir de los residuos. Es decir, pasamos de hablar de un modelo de búsqueda de la eficiencia en el tratamiento de los recursos, a buscar el concepto de biofactoría, es decir, la sostenibilidad en la recuperación de recursos (pasamos de ser consumidores de energía a productores de energía, valorizamos el 100% de los residuos y reutilizamos el 100% del agua depurada).

Palabras clave: EDAR, Biofactoría, Autosuficiencia, Energía, Biogás, Cogeneración, Economía Circular

### INTRODUCCIÓN

El entorno actual es cambiante y exige el planteamiento de nuevos retos, llevar a cabo actuaciones con impacto local para dar respuesta a retos globales. El éxito no es posible sin la creación de acuerdos, de alianzas donde cada actuante aporte conocimiento y herramientas. La vertebración y desarrollo de las ciudades evoluciona a través de las distintas actuaciones promovidas por los integrantes de la sociedad, muchas de las cuales no siempre son visibles o conocidas. La evolución experimentada por la EDAR Sur de Granada es un claro ejemplo. Un cambio de mirada ha originado la transformación de dicha estación en una Biofactoría. Ya no se trata de extraer, producir, comprar, usar y tirar. Se trata de entender el mundo como a un ser vivo, como un sistema de interrelación e interdependencia. La economía circular en vez de destruir construye capital social, natural y económico.



Figura 1. Imagen aérea de la Biofactoría Sur.

Este nuevo modelo de gestión nos ha permitido transformar la EDAR Sur de Granada en la Biofactoría Sur Granada, ya que gracias a la economía circular podemos ser capaces de generar recursos de calidad a partir de los residuos. Es



decir, pasamos de hablar de un modelo de búsqueda de la eficiencia en el tratamiento de los recursos (minimización de residuos, eficiencia en el consumo, eficiencia en los costes de producción) a buscar el concepto de biofactoría, es decir, la sostenibilidad en la recuperación de recursos (pasamos de ser consumidores de energía a productores de energía, valorizamos el 100% de los residuos y reutilizamos el 100% del agua depurada). La propuesta circular de aprovechamiento de recursos en la Biofactoría Sur Granada, tiene tres objetivos fundamentales:

- Crear un beneficio para el medio ambiente mediante la autoproducción de energía y autosuficiencia y recuperación de residuos con el foco global de la neutralidad en carbono.
- Mitigar los riesgos producidos por los impactos que genera la actividad de depuración, ya sean ambientales (p.e. descarga de contaminantes al medio), sociales (p.e. generación de olores) o económicos (p.e. variabilidad en el precio de la energía).
- Ser un referente empresarial del concepto de economía circular, sin olvidar los aspectos sociales y de biodiversidad.



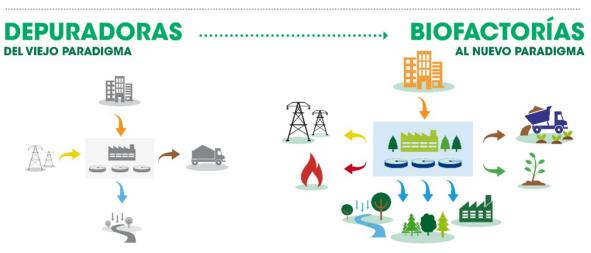


Figura 2. Cambio de paradigma, de depuración a Biofactoría.

### **PROCESO**

Para minimizar el impacto energético, Emasagra ha trabajado históricamente en la eficiencia energética de equipos e instalaciones tras evaluaciones específicas de su infraestructura. Además, con ánimo de dar un paso más en este sentido, mejora sus infraestructuras generadoras de energía renovable e implementa nuevas acciones que permitan el autoconsumo, de tal modo que en conjunto se obtenga un balance energético nulo o positivo en cuanto a emisiones a la atmósfera. En lo relativo al objetivo de autoabastecimiento energético de la Biofactoría Sur Granada, para llegar a alcanzar el 100% de autoabastecimiento, e incluso superarlo, es preciso destacar las numerosas actuaciones llevadas a cabo con el fin de reducir el consumo energético y a su vez mejorar la eficiencia.

Los hitos que seguidamente se indican, han sido desarrollados en las diferentes líneas que se integran dentro del proceso de la depuración de aguas residuales.

# PRINCIPALES HITOS LÍNEA DE AGUA

# 2010 - Instalación de nuevos equipos de agua bruta

La primera etapa en la depuración de aguas residuales en la Biofactoría sur es elevar la cota del agua unos 5,79 metros para poder continuar el proceso de depuración por gravedad, evitando así continuos bombeos entre equipos. Esto se consigue mediante tornillos de Arquímedes, un sistema muy simple y duradero para elevar agua que contenga cualquier tipo de sólido. Inicialmente se encotraban instalados: 2 tornillos de 950 m3/h, 2 tornillos de 1044 m3/h y



un tornillo de 1800 m3/h, se decidió instalar sustituir un tornillo de 950 m3/h por uno de 1800 m3/h, respecto a la potencia instalada, los cuatro tornillos de mayor antigüedad tienen motores de 37kW y el nuevo tornillo se instaló con un motor de 45kW. Siendo por lo tanto más eficiente priorizar el funcionamiento de los tornillos de mayor capacidad de elevación en caudales punta, optimizando de esta manera el consumo energético.

# 2011 - Instalación de nuevo decantador primario

En la decantación primaria se reduce al menos un 20% de DBO y un 50% de sólidos en suspensión del agua residual. El aumento del rendimiento de esta etapa conlleva tres ventajas desde el punto de vista de balance energético (Brandt et al., 2010):

- Reduce la carga orgánica del tratamiento secundario, ahorrando por tanto energía en la aireación.
- Reduce la cantidad de fango activo secundario, el cual puede requerir más energía para su tratamiento.
- Aumenta la producción de fango primario, el cual tiene una concentración superior en materia orgánica biodegradable y fácilmente produce el doble de biogás que el fango secundario activado en un digestor anaerobio (Hellstedt et al., 2010).

Se construyó un nuevo decantador circular de geometría similar a los tres existentes (28m de diámetro). Estos decantadores circulares tienen instalados un motor de 1,1kW para mover el puente decantado. Por lo tanto, en consumo energético en esta etapa es muy bajo comparado con la mejora de eficiencia en esta etapa del proceso, consiguiendo significativos ahorros en el consumo energético en aireación y mejora en la producción de biogás, que se utiliza en el proceso de cogeneración.

# 2012 - Instalación de soplantes de levitación magnética

Para mantener el reactor biológico en óptimas condiciones se necesita un aporte constante de materia orgánica (agua residual) y oxígeno (mediante aireación). La aireación en esta etapa se producía por turbosoplantes de émbolos rotativos, cuyo funcionamiento no permitía adaptarse a las necesidades de aire cambiantes que necesitaban los reactores biológicos. Mediante su sustitución por soplantes de levitación magnética, se consiguió mejorar la ratio Nm³aire/kWh, por lo que se necesita un menor consumo energético para impulsar la misma cantidad de aire.

### 2013 - Automatización de la aireación

Para que el reactor biológico esté funcionado en óptimas condiciones, de acuerdo con la experiencia que tiene Emasagra, es recomendable mantener el nivel de oxígeno en 1 mgO<sub>2</sub>/L. Existían oxímetros midiendo en continuo la cantidad de oxígeno disuelto y era el operador de proceso el encargado de actuar sobre la válvula que permitía regular el flujo de aire hacia los distintos reactores. Esto era muy ineficiente, ya que le suponía un gran volumen de trabajo y casi una dedicación exclusiva a esta tarea. Mediante la automatización mediante válvulas motorizadas, a raíz de la consigna anteriormente indicada, mediante un PLC se actuaba de forma autónoma sobre las válvulas de aire, evitando las sobrealimentaciones de aire y manteniendo unas condiciones constantes de proceso, redundando en un ahorro energético.

# 2015 - Renovación de las parrillas de difusores

El aporte de aire a los reactores biológicos se consigue a través de los soplantes de levitación magnética, pero la transmisión de oxígeno al agua se consigue por medio a los difusores de burbuja fina. Es importante generar uan burbuja fina, ya que la superficie de contacto para maximizar la transferencia de oxígeno a los microorganismos es mayor que en la de burbuja gruesa. Es habitual que con el tiempo las membranas de los difusores se desgasten y pierdan eficiencia, generando cada vez una burbuja de mayor tamaño. Sustituyéndo las membranas se consiguió disminuir la necesidad de aire para mantener el nivel objetivo de oxígeno disuelto, lo que se traduce en menor cantidad de Kw consumidos en la aireación.

# 2015 - Análisis de rendimientos de tornillos agua bruta y uso predeterminado de los más eficientes

El caudal de agua residual que recibe la Biofactoría no es constante a lo largo del día, hay momentos que el caudal es mínimo y periodos de caudal máximo horas punta de recepción de agua. por lo que una vez analizados los m3bombeados/kW en los tornillos, se ha priorizado el funcionamiento de unos sobre otros dependiendo de la cantidad



de agua residual que llega a la instalación, optimizando de esta manera el consumo energético en el proceso de elevación.

# 2016 - Limitación del número de soplantes en servicio, dependiendo del periodo horario

El funcionamiento de los soplantes, al igual que otros equipos como bombas, compresores, etc. tiene un punto óptimo de operación, fuera de ese punto el ratio de aire producido frente al consumo energético pierde eficiencia, por lo tanto, se programa el funcionamiento de las soplantes para que siempre funcionen en el punto óptimo de producción de aire.

# 2016 - Parada de Trafos para evitar consumos innecesarios

Es habitual tener equipos de respaldo en las instalaciones, y en nuestro caso se dispone de trafos en reserva, pero su conexión de manera permanente, aunque no estén suministrando energía, suponía un consumo energético fácilmente evitable. Simplemente se desconectaron, pero guardando la precaución de volver a reconectarlo de forma sencilla y rápida si las condiciones así lo requerían.

# PRINCIPALES HITOS LÍNEA DE FANGOS

# 2014 - Modificación del régimen de agitación de digestores

Es muy habitual encontrarse con condiciones de funcionamiento que se han mantenido a lo largo del tiempo, pero sin cuestionarse si era eficiente para instalación. En el caso de la agitación de los digestores anaerobios, esta se realiza inyectando gas a presión mediante lanzas en el interior del digestor, y el aumento de presión se produce en los compresores de biogás.

En nuestro caso se estudiaron distintas condiciones de agitación, reduciendo las horas de agitación y analizando la cantidad de biogás producido, concluyendo que no era óptimo agitar las 24 horas del día, sino que con una hora de agitación y 4 de reposo, se producía la misma cantidad de biogás, el cual posteriormente será utilizado en el proceso de cogeneración para el autoabastecimiento energético de la instalación.

# PRINCIPALES HITOS LÍNEA DE GAS

# 2015 - Aumento de secciones en red de biogás aumentando la capacidad de transporte

El biogás producido en los digestores anaerobios es almacenado en los gasómetros previo a su valorización en los motores de cogeneración. Por seguridad, en la línea de biogás hay instaladas válvulas de sobrepresión. Se identificó que en ocasiones entraban en funcionamiento. Se analizó el problema y se determinó que la sección de la tubería de biogás era insuficiente, lo que suponía un cuello de botella que producía sobrepresiones. Duplicando la sección de las conducciones se eliminaron las sobrepresiones y se aprovecha el 100% del biogás generado.

# 2015 – Aprovechamiento energético para instalación de electrolinera

Se trata de la instalación de una electrolinera en la Biofactoría, que consta de dos plazas dotadas con sus respectivos cargadores eléctricos de 22 Kw/ud, donde se realizan las recargas de las baterías de los vehículos eléctricos adquiridos recientemente por Emasagra, y de esta manera impulsar el uso de vehículos eléctricos, con el beneficio medioambiental que implica el uso de energía limpia generada en la Biofactoría.

# 2018 - Adquisición de nuevo motor de cogeneración de 600 kWE

En el año 2001 se pusieron en funcionamiento dos motores Guascor de 250 kWe con un rendimiento eléctrico del 28%. Durante este tiempo, todo el biogás generado se ha valorizado en estos motores produciendo energía eléctrica para el autoabastecimiento, y la energía térmica se recuperaba de los gases de escape y de la refrigeración de las camisas del motor, todo ello con el objetivo de compensar las pérdidas térmicas de los digestores anaeróbicos. Este año se ha instalado un motor MWM de 600kWE con un rendimiento eléctrico del 41,6%, de manera que con el mismo biogás, se consigue producir más energía eléctrica llegando a valores del 100% de autoconsumo.



### **RESULTADOS**

De acuerdo con los datos registrados, se puede observar una reducción importante del consumo energético de la instalación, todo ello de conforme a la ejecución de las mejoras realizadas en todas las líneas de proceso. Así mismo, se puede observar una mayor producción de energía cogenerada, gracias a un incremento de la cantidad de biogás generado, de acuerdo a las mejoras realizadas tanto en la línea de fango como en la línea de gas.

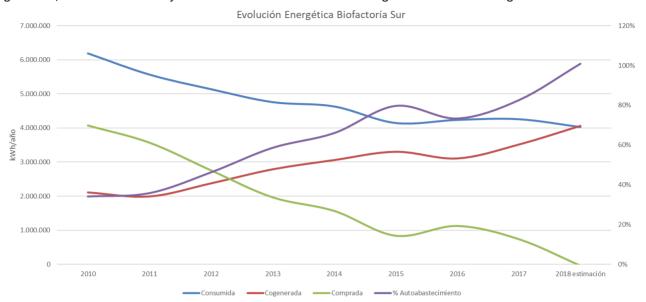


Figura 3. Evolución energética Biofactoría Sur.

Año	Consumida	Cogenerada	Comprada	% Autoabastecimiento
2010	6.186.047	2.110.890	4.075.157	34%
2011	5.564.048	1.992.980	3.571.068	36%
2012	5.135.041	2.376.330	2.758.711	46%
2013	4.755.552	2.786.980	1.968.572	59%
2014	4.628.879	3.058.010	1.570.869	66%
2015	4.142.659	3.301.310	841.349	80%
2016	4.233.681	3.105.040	1.128.641	73%
2017	4.254.015	3.512.174	741.841	83%
2018 estimación	4.023.390	4.058.545	-35.155	100,87%

Tabla I. Datos de consumo energético del 2010 al 2018.

El valor promedio de autoabastecimiento de energía real desde enero-18 a agosto-18 ha sido de un 92,5%. Igualmente es destacable que durante los meses de marzo-18, abril-18 y julio-18, se ha superado el 100% de autoabastecimiento de energía, llegando a ser en abril-18 de un 122%.

En la siguiente gráfica se puede observar que la concentración de materia orgánica de entrada en la instalación, se mantiene constante, asi como la concentración de salida se mantiene en niveles muy por debajo de los valores máximos admisibles indicados en la autorización de vertido. Igualmente, el caudal de agua bruta de entrada, también se mantiene constante, siendo las leves variaciones en este parámetro, las debidas a las mayores o menores precipitaciones.



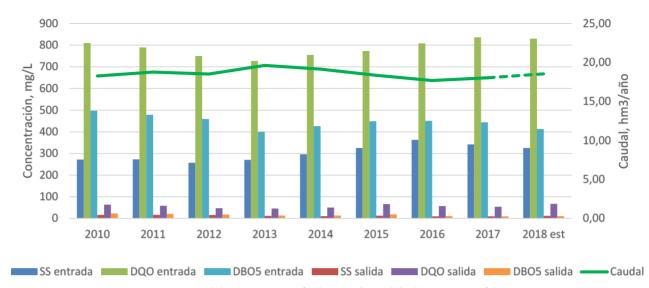


Figura 4. Caudales y concentración de entrada y salida de materia orgánica.

### **CONCLUSIONES**

Durante los meses de marzo, abril y julio de 2018, se ha superado el 100% de autoabastecimiento energético, alcanzándose el gran reto de llegar a ser una biofactoría autosuficiente energéticamente, teniendo en cuenta que se han mantenido estables, e incluso se han mejorado los rendimientos en la eliminación de contaminantes, así como se han mantenido los caudales tratados.

La consecución de este logro, es debida al respaldo de la dirección de la empresa, comprometida con el desarrollo sostenible, dando la posibilidad de implementar todas aquellas mejoras anteriormente citadas en los equipos e instalaciones que han permitido reducir sistemáticamente el consumo de energía e incrementar la producción de energía cogenerada.

### **REFERENCIAS**

- Brandt, M., Middleton, R., Wang, S. 2010. Energy Efficiency in the water industry. A compendium of best practices and casestudies. Global Report. UKWIR Report Ref. No 10/CL/11/3. London.
- Hellstedt, C. et al. 2010. Increased biogas production at the Henriksdal Wastewater Treatment Plant (WWTP).
   BIOGASMAX Integrated Project No 019795.



# DESARROLLO DE SISTEMAS INTELIGENTES PARA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EFICIENTE CENTRADA EN LOS CIUDADANOS

Julio César Díaz Cabrera, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Amparo Mocholí Munera, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Javier Monreal Tolmo, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)
Álvaro Nofuentes Prieto, Project Manager, ETRA I+D

Dr. Alfredo Quijano López, Profesor Titular, Universitat Politècnica de València (UPV)

Resumen: La premisa fundamental del proyecto WiseGRID, que se está desarrollando en el marco del programa H2020, es mostrar como las Smart Grids pueden contribuir a la creación de un mercado energético europeo abierto, democrático y centrado en los ciudadanos. Se pretende demostrar como en las futuras microrredes y comunidades energéticas locales, el rol activo del consumidor es un componente necesario en el funcionamiento del mercado energético. Este trabajo describe los módulos clave desarrollados dentro del ecosistema WiseGRID que consiste en un marco coherente y sinérgico donde las diferentes soluciones basadas en integración de energías renovables, ESS, electromovilidad y autoconsumo, comparten y proporcionan servicios y funcionalidades entre sí.

**Palabras clave:** Prosumidor, Transición Energética, Usuario, Energías Renovables, Autoconsumo, Vehículo Eléctrico, Almacenamiento

### INTRODUCCIÓN

La hoja de ruta de la Unión Europea para alcanzar en 2050 una economía baja en carbono es un desafío que requiere un proceso de transformación de la red energética. Esta transformación implica compromiso y esfuerzos de todos los involucrados: administraciones públicas, empresas y consumidores. Con el objetivo de desarrollar un mercado abierto que permita a todos los actores desempeñar un papel activo en la realización de una transición energética global y democrática.

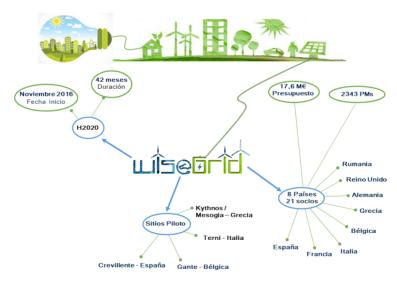


Figura 1. Hitos principales del proyecto WiseGRID. Fuente: WiseGRID H2020.

El proyecto **WiseGRID** (financiado por el programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención nº 731205), se está desarrollando siguiendo las ideas anteriormente indicadas. Los principales objetivos del proyecto son la integración, demostración y validación de diferentes servicios y sistemas basados en avanzadas tecnologías de la información y la comunicación aplicados en las redes de distribución. Con ello se quiere demostrar que es posible proporcionar seguridad, estabilidad y flexibilidad a las redes inteligentes, a la vez que se puede construir una red energética europea abierta y pensando en los ciudadanos.



Actualmente, estas herramientas se están integrando e implementando en 5 diferentes pilotos (Fig. 1): Bélgica (Flandes), Italia (Terni), España (Crevillente) y Grecia (Mesogia y Kythnos), cada uno con diferentes características de demanda y generación energética, con diferentes condiciones técnicas, climatológicas, regulatorias, legislativas y sociales, que harán posible la demostración y evaluación de las diferentes soluciones desarrolladas en condiciones reales. Esta capacidad y calidad en la demostración ha sido posible gracias a la implicación de diferentes actores del mercado energético como prosumidores (hogares y empresas), DSOs, comercializadoras, ESCOs, agregadores y compañías de car-sharing eléctrico.

# EL EMPODERAMIENTO CIUDADANO A TRAVÉS DE LAS SMART GRIDS

Nos aproximamos rápidamente a un mundo nuevo donde las modernas redes harán posible y real el concepto de Ciudades Inteligentes. No es difícil imaginar que las modernas infraestructuras deberán manejar ingentes cantidades de tráfico de datos y conexiones digitales. El desarrollo de sistemas expertos basado en sensores IoT (Internet de las Cosas) con la capacidad de gestionar eficientemente un flujo masivo de datos permitirá tener unas redes capaces de suministrar las necesidades de los ciudadanos a costos más bajos para los mismos (Verbong et. al, 2016). Estas Smart Grids responderán a las exigencias de un nuevo tipo de consumidor que demandará energías cada vez más limpias y que a la vez, le permitirán un acceso más cercano a tecnologías punta. Este tipo de consumidor lo podemos denominar consumidor inteligente. Los prosumidores son un ejemplo de este tipo de consumidor y son aquellos que han instalado equipos de generación renovable en sus hogares, que han comprado un vehículo eléctrico, o que tienen smart meters para ayudarles a controlar el consumo energético.



Figura 2. El nuevo mercado energético. Fuente: ITE.

El fomento de la Comisión Europea del autoconsumo, la creación de comunidades energéticas locales, el mercado de prosumidores y el desarrollo de sistemas de generación distribuida (DER) coloca a los ciudadanos en el corazón del mercado energético. Este empoderamiento del ciudadano (Fig. 2) y la reducción de la pobreza energética requiere que incluso el pequeño consumidor juegue un rol activo como elemento de la red eléctrica (Camarinha-Matos, 2016).

# TECNOLOGÍAS AVANZADAS PARA MEJORAR LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

La innovación tiene el potencial para rediseñar y mejorar el funcionamiento del sector energético a la vez que brinda mayores beneficios a los consumidores y al medioambiente. La generación distribuida de energías renovables, los contadores inteligentes, electrodomésticos inteligentes, vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento son iniciativas prometedoras. Nuevas herramientas y modelos de negocio proveerán de mayor información al consumidor fomentando su percepción de compromiso activo con la transición energética.

Bajo este concepto de innovar para mejorar, tanto el ITE como ETRA I+D y otros 19 socios de 8 diferentes países de la Unión Europea están desarrollando el proyecto WiseGRID; con el reto de poner en el mercado un conjunto de soluciones y tecnologías para incrementar la inteligencia, estabilidad y seguridad de la red energética europea y diseñado con un concepto abierto y centrado en el consumidor mediante el uso mejorado de tecnologías de almacenamiento y un gran incremento de sistemas compartidos basado en energías renovables. En WiseGRID se han desarrollado un conjunto de herramientas/productos basadas en el uso de fuentes de energía renovable (RES), almacenamiento de energía y tecnologías de electromovilidad. Estos productos forman parte de un marco coherente y sinérgico donde las diferentes soluciones comparten y proporcionan servicios y funcionalidades entre ellos (Arias & Marqués, 2017)



En este trabajo se describen varios módulos clave desarrollados por ITE en el ecosistema global del WiseGRID. Este ecosistema se puede observar al completo en la Fig. 3. Uno de los módulos inteligentes desarrollados consiste en un administrador de faltas de red para hacer frente a interrupciones no planificadas. Este módulo brinda a los sistemas de las DSOs de la capacidad de autorreparación de las líneas de servicio afectadas mediante un software avanzado que utiliza datos de distribución en tiempo real para detectar y aislar las faltas. Se reconfigura la red de distribución para minimizar el impacto sobre cliente final sin la intervención del despacho de control centralizado lo que generaría demoras en la respuesta. Este será un módulo clave para la herramienta dirigida a los DSO llamado *WG Cockpit*.



Figura 3. Soluciones Tecnológicas del WiseGRID. Fuente: WiseGRID H2020.

Por otro lado, para reducir la incertidumbre inherente al delicado balance entre el consumo y la producción de energía, se ha integrado un módulo en el ecosistema WiseGRID consistente en un servicio online de predicción de generación de renovables y de demanda energética para una red especificada. Este preciso servicio de pronóstico (FS) basado en información histórica y variables climáticas locales, no sólo respalda el funcionamiento seguro y confiable de la red (que tiene la posibilidad de proporcionar servicios auxiliares), sino que también admite operaciones rentables mediante una programación de generación exitosa; teniendo un impacto en la facturación del cliente final. Este servicio se ha extrapolado y adaptado a diferentes productos como la aplicación para comercializadoras, agregadores y cooperativas locales (llamada WiseCOOP) o la aplicación para empresas, industrias, ESSy gestores de instalaciones (llamada WiseCORP).

En todas las redes inteligentes la electromovilidad es un elemento imprescindible y relevante a considerar. Por ello se ha realizado el estudio y valoración del impacto de los vehículos eléctricos en la red. Por un lado mediante la utilización de una infraestructura inteligente integrada a la red y basada en el desarrollo propio de una estación de carga rápida e inteligente llamada *WG FastV2G*. Esta estación permite no sólo la carga del vehículo desde la red, también permite la inyección de energía a la red desde el vehículo. Su implementación ayudará a demostrar la viabilidad de un modelo de negocio en el que los ciudadanos puedan transformar sus vehículos en activos que permitan responder a la demanda propia del consumidor o que incluso puedan actuar como prosumidores entregando energía a la red para solventar problemas locales de estabilidad o fiabilidad. Así mismo, otra herramienta relacionada con la electromovilidad llamada *WiseEVP* se ha diseñado para predecir y planificar la demanda de flotas de vehículos eléctricos y flexibilizar las ofertas de una red distribuida de estaciones de carga.

### **FLISR**

El Servicio de Localización de Faltas, Aislamiento y Restauración, FLISR, está diseñado para mejorar la confiabilidad de la red de distribución (Fig. 4). Basado en lecturas en tiempo real, puede detectar una falta en una sección de alimentación y rápidamente aislarla mediante la apertura de los interruptores automáticos más cercanos. Se restaura así el suministro energético de las secciones aguas abajo conectando fuentes alternativas. El FLISR puede reducir significativamente el tiempo de fuera de servicio de horas a menos de un minuto, mejorando la confiabilidad y calidad de servicio del sistema de distribución (Das et al., 2015). El FLISR posee las siguientes características:

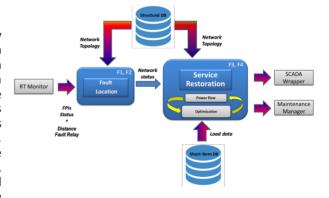


Figura 4.Diagrama funcional del FLISR. Fuente: ITE.

- Detección automática de faltas
- Determinación aproximada de la ubicación de una falta
- Aislamiento automático de la sección fallada
- Restauración automática de servicio a tantos consumidores como sea posible.



# **SERVICIO DE PREDICCIÓN (FS)**

El principal objetivo de este servicio es estimar el consumo y la generación de la energía eléctrica para la red local específica en la cual esté integrado (Strasser e. al, 2015). Esta información es un dato de entrada a los diversos algoritmos de gestión de productos y para que el DSO pueda conocer estados futuros del sistema y evitar faltas. El modelo de FS se construye para proveer la predicción de demanda agregada de distintos grupos de clientes, mediante la consulta de una base de datos de variables históricas de demanda/producción más variables exógenas relativas a la climatología diaria y la variabilidad estacional, así como el calendario de días laborales. El servicio es encapsulado en un programa de simple integración para las diferentes aplicaciones del ecosistema WiseGRID que lo requieran. El FS se basa en un Algoritmo Neuro-Evolutivo en Cascada (CNEA) que consiste en una combinación de Máquinas de Soporte Vectorial y una red neuronal basada en aprendizaje no supervisado. El FS puede describirse mediante dos diferentes flujogramas (Fig. 5): uno para entrenamiento y otro para peticiones de predicción.

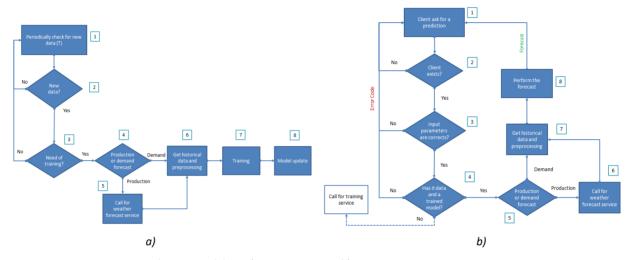


Figura 5. Flujograma del FS: a) Entrenamiento y b) Respuesta a Peticiones. Fuente: ITE.

### FASTV2G

A partir de un prototipo de Estación de Recarga Inteligente desarrollado previamente por ITE [1], se han implementado nuevas funcionalidades y mejorado el diseño para integrarlo al ecosistema WiseGRID. La WiseGRID FastV2G (Fig. 5), es una EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment) que presenta las siguientes características:

- Realiza sesiones de recarga rápida DC.
- Inyecta electricidad desde el vehículo eléctrico (VE) a la red (funcionalidad V2G).
- Realiza sesiones de recarga dinámica (modulación de potencia) en ambas direccionalidades: G2V o V2G.
- Puede recibir órdenes de recarga de componentes jerárquicamente superiores.
- Envía información de desempeño a los componentes jerárquicamente superiores.

El principal objetivo de la WG FastV2G es proveer servicios auxiliares a la operación de la red de distribución y maximizar la integración de energías renovables a través de los siguientes servicios:

- Servicios de regulación.
- Gestión de reservas.
- Capacidad de peak-shaving para aplanar la curva de demanda.





Figura 6. Arquitectura y ejemplo de funcionamiento de la WG FastV2G. Fuente: ITE.

# Planificador WiseEVP y estimador de flexibilidad

El propósito principal del planificador de EVSE es proponer el perfil de recarga individual de cada estación integrada en el WiseEVP con el objetivo de minimizar los costes de las recargas. Se consideran dos tipos de factores (económico y ambiental) para esta optimización combinada de costos ponderados. Para la ejecución del planificador se calcula el cronograma y se establece una solicitud al módulo Proveedor de Tarifas para obtener la curva de precios de energía para las próximas 24 horas, de acuerdo con la Tarifa contratada por el gestor de flotas de VE.

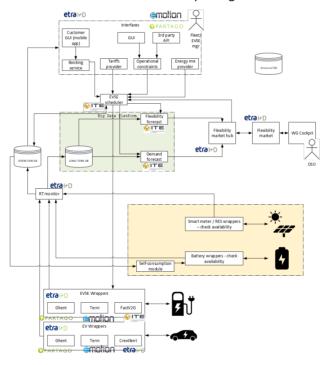


Figura 7. Arquitectura general del WiseEVP. Fuente: ETRA I+D.

Por otro lado, el estimador de flexibilidad para EV es el desarrollo de un pronosticador para producir ofertas de flexibilidad agregada de acuerdo con la disponibilidad de energía de EV que puede ser utilizada por el gestor central del WiseEVP para operar en un mercado de servicios complementarios. Un problema que debe tenerse en cuenta es que, siempre que se acepte una oferta de flexibilidad, se enviará un pedido al WiseEVP para proporcionar la flexibilidad aceptada, por lo tanto, el módulo del programador EVSE tendrá que reaccionar como consecuencia, modificando dinámicamente el horario de carga.

Estos dos módulos funcionan de manera complementaria entre sí y en comunicación e interacción continua con otros módulos de la herramienta WiseEVP, como se puede en la arquitectura planteada en la Fig. 6



#### **CONCLUSIONES**

Se han presentado una serie de herramientas que se han desarrollado para integrar en el ecsoistema WiseGRID. Actualmente las fases de prueba de laboratorio esta finalizando y las pruebas de funcionamiento en casos reales dentro de los sitios piloto han de comenzar en los próximos meses.

El objetivo de desarrollar estas herramientas es demostrar la validez del acceso de los nuevos consumidores, que pueden reducir significativamente los costes del consumo y que contribuirán en gran medida a convertir a los ciudadanos del mañana en ciudadanos urbanos expertos en tecnología listos para operar en una economía cada vez más compleja.

Las ciudades inteligentes del mañana estarán dominadas por los vehículos eléctricos y los servicios de datos, por lo que las redes inteligentes están llamadas a habilitar y empoderar a los ciudadanos para que ocupen un papel activo en el funcionamiento de la propia red. Este proyecto en su conjunto es un primer paso para lograr el éxito en el objetivo de un mercado más eficiente, abierto y democrático.

#### **AGRADECIMIENTOS**

Este proyecto ha recibido financiación del programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención n. ° 731205.

#### REFERENCIAS

- [1] Arias, A.M. & Marqués, A., 2017, "Los Ciudadanos como Actores y Destinatarios de la Tranformación de la Grid", IV Congreso Smart Grids, Madrid (España)
- [2] Camarinha-Matos, L.M.; 2016, "Collaborative smart grids a survey on trends" Renewable and Sustainable Energy Reviews 65, p.p. 283-294.
- [3] Das, R., Madani, V., Aminifar, F., McDonald, J., Venkata, S.S., Novosel, D., Bose, A. & Shahidehpour, M.; 2015," Distribution Automation Strategies: Evolution of Technologies and the Business Case", IEEE Transactions on Smart Grid, 6(4), p.p. 2166-2175.
- [4] Strasser, T., Andrén, F., Kathan, J., Cecati, C., Buccella, C., Siano, P., Leitão, P., Zhabelova, G., Vyatkin, V., Vrba, P. & Mařík, V.; 2015,"A Review of Architectures and Concepts for Intelligence in Future Electric Energy Systems", IEEE Transactions on Industrial Electronics, 62(4), p.p. 2424-2438.
- [5] Verbong, G.P.J., Verkade, N., Verheess, B., Huijben, J.C.C.M. & Höoffken, J.I.; 2016, "Smart Business for Smart Users: A Social Agenda for developing Smart Grids", Smart grids from a global perspective, p.p. 27-42, Springer, Cham.
- [6] http://www.smartv2g.eu/ (01 julio 2017).



### RIOT - RIESGOS Y RETOS DE CIBERSEGURIDAD Y PRIVACIDAD EN IOT

Claudio Chifa, Director IT / Ciberseguridad, iDavinci Imagina

Daniel Romero, Director de Desarrollo de Negocio, iDavinci Imagina

Joel Ansiporovich, Consultor I+D, iDavinci Imagina

Marcos Martín, Director de Estrategia e I+D+i, iDavinci Imagina

Resumen: A medida que los fabricantes desarrollan dispositivos de Internet de las cosas ((I)IoT) que se integran con aplicaciones ampliamente populares basadas en Internet, los usuarios ven el valor de comprar tales dispositivos y en algunos casos incluso acaban siendo una necesidad sobre todo en sectores tan críticos como el de la energía. La facilidad de integración se convierte en un incentivo para que los usuarios consideren agregar estos productos a su red de dispositivos. Gran parte de la ponencia se centrará en fallos conocidos con ejemplos prácticos de "Industrial Internet of Things, SmartOT y SmartGrid. Explicaremos como un mal diseño de un dispositivo simple puede llevar a una catástrofe o perdida económica y también como evitarlo.

Palabras clave: IoT, IIoT, SmartOT, SmartGrid, MetaBuscadores, OT

#### INTRODUCCIÓN

Mirando a nuestro alrededor es fácil darse cuenta que vivimos en la era del Internet de las cosas. En nuestra vida cotidiana, nos encontramos que la mayoría de nuestras cosas conectadas a Internet, comenzando con nuestros routers Wi-Fi domésticos y hasta los sistemas de gestión de semáforos y las cámaras de seguridad de la calle. Dado que están conectados, todos ellos se pueden encontrar en dos mundos, tanto en el mundo real como en el mundo digital. Hay que pensar que todos los sistemas que no vemos y que gobiernan factorías, plantas eléctricas, hospitales y todo lo que denominamos infraestructura critica también pueden estar conectados a internet.

Los sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) y otros sistemas de control similares son ampliamente utilizados por los servicios públicos y también por las industrias que se consideran fundamentales para el funcionamiento de todos los países. Antiguamente de los sistemas SCADA y el software que los acompaña eran bastante desconocidos y la exposición al mundo (internet) era limitada. Con la llegada de la industria 3.0 y posteriormente la Industria 4.0 los proveedores de plataformas de TI estándar y sistemas propietarios SCADA empezaron a interconectar sus sistemas a otras redes. Estas interconexiones más otros factores han resultado en sistemas SCADA que son cada vez más vulnerables a muchos más tipos de ataques incluso de tipo TI en entornos TO. Con la llegada de la industria 5.0 donde se espera que las factorías sean totalmente autónomas se espera que la superficie de exposición sea aun mayor.

Los sistemas SCADA son los objetivos más probables en un escenario de terrorismo cibernético o guerra cibernética, donde dos combatientes intentan desactivar la infraestructura del otro. Obviamente, si un combatiente puede desactivar remotamente una red eléctrica, la energía y las plantas de agua, etc., este no tardará en hacer que el adversario se rinda.

Los metabuscadores son motores de búsqueda de dispositivos conectados a Internet. Los motores de búsqueda web, como Google y Bing, son geniales para encontrar sitios web, pero ¿qué hacer si estamos intentando encontrar dispositivos u ordenadores que ejecuten un software en particular (como Apache) o son de un fabricante especifico? ¿Y si quieres saber qué versión de Microsoft IIS es la más popular? ¿O si deseas ver cuántos servidores FTP anónimos hay? Los motores de búsqueda tradicionales no permiten contestar todas estas preguntas.

Uno de los usos habituales de metabuscadores como SHODAN es encontrar dispositivos SCADA (control de supervisión y adquisición de datos) con interfaces web. Los dispositivos SCADA son aquellos que controlan cosas tales como la red eléctrica, plantas de agua, plantas de tratamiento de residuos, plantas de energía nuclear, etc.

Este documento está pensado y dirigido a profesionales de todos los niveles y se sirve como una guía para pentesters y responsables de seguridad que desean usar metabuscadores ayudándoles a comprender cómo se puede usar para fines de auditoría de seguridad para mejorar la ciberresiliencia de nuestras infraestructuras.



El documento también describe el procedimiento y explica los métodos para encontrar varios servicios vulnerables y dispositivos ubicados en internet. Ayuda a explicar los filtros básicos que podrían ser utilizados por cada metabuscador y su integración con otras herramientas. Se puede utilizar principalmente para la fase de reconocimiento de pruebas de penetración e incluso se puede utilizar a nivel hogar y pequeña empresa para medir de una forma no intrusiva nuestro nivel de exposición a internet como por ejemplo saber si un atacante puede ver si en nuestra oficina o domicilio existe una cámara expuesta a internet.

## Herramientas disponibles

- Shodan
- Censys
- ZoomEve
- Google Dorks



Figura 1. Metabuscadores conocidos.

#### Shodan

Un motor de búsqueda que le permite al usuario encontrar iguales o diferentes tipos específicos de equipos (routers, servidores, etc.) conectados a Internet a través de una variedad de filtros. Algunos también lo han descrito como un motor de búsqueda de banners de servicios, que son metadatos que el servidor envía de vuelta al cliente. Esta información puede ser sobre el software de servidor, qué opciones admite el servicio, un mensaje de bienvenida o cualquier otra cosa que el cliente pueda saber antes de interactuar con el servidor.

Shodan recoge datos de todos los servicios, incluyendo (HTTP puerto 80, 8080, HTTPS puerto 443, 8443), FTP (21), SSH (22) Telnet (23), SNMP (161) y SIP (5060).

Fue lanzado en 2009 por el informático John Matherly, quien, en 2003,3 concibió la idea de buscar dispositivos vinculados a Internet. El nombre Shodan es una referencia a SHODAN, un personaje de la serie de videojuegos System Shock.

Actualmente Shodan no cuenta con servicios en idioma español. Vice.com lo describió como "el buscador web más peligroso del mundo".

La página web rastrea el Internet para dispositivos de acceso público, concentrándose en los sistemas de SCADA (control de supervisión y adquisición de datos). Shodan actualmente devuelve 10 resultados a los usuarios sin cuenta y 50 a los que tienen una. Si los usuarios quieren eliminar la restricción, están obligados a proporcionar una razón y pagar una cuota. Los principales usuarios de Shodan son profesionales de seguridad informática, los investigadores y los organismos están encargados de hacer cumplir la ley. Mientras los ciber-criminales también pueden utilizar el sitio web, algunos tienen acceso a redes de botnets que podrían realizar la misma tarea sin ser detectados.

Los filtros de búsqueda son palabras clave especiales para decirle a Shodan que desea buscar propiedades específicas. Toman el formato de: **nombre de archivo:valor** 

Tenga en cuenta que no hay espacio entre el nombre de archivo y su valor. Usando el ejemplo anterior, si quisiera encontrar dispositivos ubicados en España, entonces usaría el filtro de búsqueda de país que acepta como argumento un código de país de 2 letras: **Country:ES** 



Si el valor que está tratando de buscar contiene espacios, debe escribir el valor entre comillas. La siguiente consulta de búsqueda muestra los dispositivos que se encuentran en la red de Iberdrola: org:Iberdrola

Los filtros también se pueden combinar para reducir aún más los resultados. Por ejemplo, aquí hay una consulta de búsqueda para encontrar dispositivos ubicados en la red de Iberdrola y ubicados en la ciudad de Madrid: org:Iberdrola Cirv:Madrid

#### Censys

Al igual que la gente usa los motores de búsqueda populares para encontrar contenido relevante en Internet, Censys permite a los usuarios descubrir los dispositivos, las redes y la infraestructura en Internet y monitorizar cómo cambian con el tiempo.

Censys fue creado en 2015 en la Universidad de Michigan, por los investigadores de seguridad que desarrollaron ZMap, la herramienta más utilizada para el escaneo en Internet. En los últimos cinco años, el equipo ha realizado miles de escaneos en Internet, que consisten en billones de sondeos, y ha desempeñado un papel central en el descubrimiento o análisis de algunas de las vulnerabilidades de escala de Internet más importantes: FREAK, Logjam, DROWN, Heartbleed, y la botnet Mirai.

Hoy en día, Censys se ha convertido en el estándar de oro en seguridad basada en datos y ha respondido a millones de preguntas de investigadores, corporaciones y usuarios gubernamentales. Para servir mejor a esta creciente demanda, en el otoño de 2017, Censys giró fuera de la universidad hacia su propia compañía, ofreciendo servicios mejorados, soporte técnico y una visión aún más completa y poderosa de Internet.

- Búsqueda simple: Si simplemente busca una palabra o frase, Censys devolverá cualquier registro que contenga la frase. Por ejemplo, la búsqueda de nginx devolverá cualquier registro que contenga la palabra nginx. La búsqueda de 23.0.0.0/8 devolverá todos los hosts en esa red.
- Búsqueda Avanzada: Los datos de Censys están estructurados y admiten consultas más avanzadas, como la búsqueda de campos específicos, la especificación de rangos de valores y la lógica boolean. Por ejemplo, puede buscar hosts con el encabezado de servidor HTTP "Apache" en España ejecutando la consulta 80.http.get.headers.server: Apache and location.country code: ES

#### Zoomeye

Todo el mundo conoce Shodan y la nueva alternativa Censys para buscar dispositivos IoT, incluso los periódicos generalistas escribieron artículos sobre ellos, pero no todo el mundo conoce zoomeye.

ZoomEye es un motor de búsqueda enfocado a sistemas y dispositivos conectados. En las antiguas leyendas chinas, hay un famoso destructor de fantasmas llamado Zhong Kui. Según los creadores he la herramienta, ZoomEye se creó para cazar a los demonios en el ciberespacio.

Su uso es muy similar a Sodan con la diferencia de que disponemos de historial y podemos realizar búsquedas para un año especifico siendo una herramienta excepcional y una fuente de datos muy fiable para medir nuestra exposición y la evolución en el tiempo.

#### Google Dorks y Google Hacking

Google Hacking es una técnica en informática que utiliza operadores para filtrar información en el buscador de Google. Además, podemos encontrar otras aplicaciones de agujeros de seguridad en la configuración y el código informático que se utilizan en las páginas web.

Google Hacking implica el uso de operadores avanzados de Google en su motor de búsqueda para localizar cadenas específicas de texto dentro de los resultados de búsqueda. Algunos de los ejemplos más populares están encontrando versiones específicas de vulnerabilidad de aplicaciones web. Las consultas de búsqueda localizarían todas las páginas web que tiene diferentes tipos de filtros; ya sea por el título (intitle), por texto principal (intext), por url (inurl) o por otros filtros más.

En el buscador de Google escriba intitle: Google Operadores filetype:pdf. Esta línea de comando tiene 3,710 resultados aproximadamente en comparación con escribir solamente Google Operadores en el buscador de Google. Este operador de Google busca información en el buscador de Google acerca de los operadores de Google y que esta en formato de datos portables mejor conocido como PDF. El operador tipo de archivo filetype se puede aplicar a cualquier extensión de tipo de archivo ya sea:



Tipo de Documento	Extensión
Microsoft Word	(doc, docx)
Microsoft Excel	(xls, xlsx)
Microsoft Powerpoint	(ppt, pptx)
Documentos Works	(wps)
Paginas Web	(html, htm)
Rich Text Format	(rtf)
Plain Text	(txt)
Documentos LaTex	(tex)
MP3 Audio	(mp3)
MP4 Videos	(mp4)
AVI Videos	(avi)

Tabla I. Operadores para la busqueda de los ficheros mas comunes.

#### Google Hacking Database (GHDB)

La "GHDB" es un índice categorizado de consultas de motores de búsqueda en Internet diseñadas para descubrir información interesante, y generalmente confidencial, disponible públicamente en Internet. En la mayoría de los casos, esta información nunca se hizo pública, pero debido a una serie de factores, esta información se vinculó en un documento web que fue rastreado por un motor de búsqueda que posteriormente siguió ese enlace e indexo la información confidencial.

# ICS y Sistema SCADA (control de supervisión y adquisición de datos)

Proporcionan un canal de comunicación para los sistemas informáticos, para controlar equipos industriales, tales como motores, generadores, y sensores físicos. Los dispositivos habilitados para SCADA se utilizan extensamente en sistemas industriales y de infraestructura crítica.

Desde fábricas y centrales eléctricas hasta sistemas de climatización e instalaciones de tratamiento de agua. Los ataques a estos sistemas son particularmente peligrosos, ya que los dispositivos SCADA puente la brecha de lo virtual a lo físico y tiene un impacto devastador.

En un ejemplo reciente, el compromiso de un sistema de control de un horno dio como resultado un "daño masivo" a una fábrica de acero alemana en 2014.

Uno de los protocolos de comunicación SCADA mas extendidos, Modbus, fue originalmente diseñado para la comunicación local a través de una conexión serie, pero desde entonces se ha extendido para operar sobre redes IP e internet. El protocolo no contiene autenticación, y como resultado, los dispositivos Modbus accesibles al público son un riesgo de seguridad inherente. Censys a día de hoy implementa 42 particularidades diferentes para identificar y caracterizar 92% de los dispositivos Modbus expuestos.

Estas particularidades están compuestas por clasificación de dispositivos, fabricante de hardware, nombre del software y su versión. En un top 10 de dispositivos ModBus realizado en Censys España ocupa el segundo lugar a nivel mundial con cerca de 1500 dispositivos expuestos compuestos de gateway modus, controladores de placas solares, PLC e incluso granjas eólicas.



#### **CONCLUSIONES**

Hasta ahora, seguía habiendo una brecha entre la capacidad técnica para realizar escaneos de descubrimiento de dispositivos en el espacio de direcciones IPv4 y responder preguntas de investigación significativas. En este documento, presentamos motores de consulta públicos diseñados para ayudar a los investigadores a responder preguntas relacionadas con la seguridad. Estos metabuscadores recopilan datos estructurados sobre el espacio de direcciones Ipv4.

Afortunadamente, hay guías que se pueden seguir. Existen modelos industriales para medir los planes de seguridad y el rendimiento de una empresa en comparación con las mejores prácticas. Estos pueden satisfacer dichos estándares y asegurar una gestión sistemática del riesgo. Los profesionales de la seguridad en este campo han desarrollado formas sistemáticas de pensar y mejorar continuamente la seguridad de las aplicaciones.

La protección de nuestras infraestructuras, SmartGrid y los entornos de IoT impone a todos los participantes de la industria exigencias para gestionar el riesgo en componentes, subsistemas y sistemas. Los estándares nacionales y de la industria a veces son demasiado amplios o no lo suficientemente profundos. Espero que las herramientas que se mencionan en este Documento información práctica y específica para lograr la ciberseguridad en el software e infraestructuras de los SmartGrid e infraestructuras en general.

Joel Ansiporovich, consultor I+D en Idavinci cree que muchas de las herramientas tecnológicas actuales, no aplican las medidas de protección adecuadas. Estos sistemas pueden sufrir ataques que le impidan realizar sus funciones e incluso que comprometan su correcto funcionamiento. Daniel Romero, Director de Desarrollo de Negocio en IDavinci opina que para mitigar este riesgo se deben establecer los criterios para la selección, evaluación y reevaluación de proveedores de los productos IT y TO que adquieran las empresas siguiendo los estándares de calidad y seguridad de la ISO 9001 y 27001.

Marcos Martín, director de estrategia e I+D+i en Idavinci Imagina propone que toda innovación que se cree en el campo de las Smart Grids creará ventajas competitivas a nivel corporativo por eso anima a que las Pymes españolas apuesten y pongan recursos en este sentido porque el futuro se lo compensará ofreciendo mayor calidad de vida a corto, medio y largo plazo al ciudadano. La des carbonización del mundo debe ser un objetivo para todos en un medio / largo plazo y sobre todo hacerlo de una manera segura tanto física como digitalmente.

#### **REFERENCIAS**

- censys.io
- shodan.io
- zoomeye.org
- wikipedia.e



# SOLUCIONES PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PROCESOS EN LA SMART GRID BASADAS EN BLOCKCHAIN

Francisco Javier López Rodriguez, Manager Utilities&Energía, Everis Gonzalo de la Fuente García, Project Leader Utilities&Energía, Everis Ana Esperanza Cuenca Fernández, Project Leader Utilities&Energía, Everis

**Resumen:** Desde everis se presentan los siguientes casos de negocio para la evolución de procesos de negocio de la red tradiconal hacía la SmartGrid utilizando como principal palanca del cambio la tecnología BlockChain; Plataforma de gestión de las transacciones energéticas y económicas entre la Smart Grid y el vehículo eléctrico, POC en curso en distribuidora del sector; Sistema de gestión de interrupciones en la red, registra indisponibilidades y realiza de manera transparente los cálculos de calidad y la bonificación a usuarios; Plataforma de gestión de Demand Response en cliente minorista, la cual se encargaría de planificar, ejecutar y verificar los cambios en el consumo de los usuarios adheridos al programa.

Palabras clave: Smart Grid, Red Distribución, Blockchain, Vehículo Eléctrico, Demand Response, Smartmeters

#### INTRODUCCIÓN

Desde Everis se han identificado distintos casos de negocio para la optimización de procesos y evolucionar la red eléctrica hacia la Smart Grid, mediante la utilización de nuevas tecnologías tales como VR, AR, Analytics, Drones o blockchain. En lo que respecta a la tecnología blockchain, son numerosos los casos de uso identificados y aplicados a la transformación digital de los actuales procesos de negocio. Desde everis se quiere impulsar su desarrollo, para ello se exponen varios casos de negocio, donde además uno de ellos ya está ejecutándose mediante POC en una distribuidora del sector.

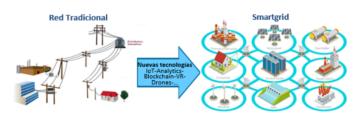


Figura 1. Evolución de la red hacia la Smart Grid.

# **DESCRIPCIÓN DE LAS SOLUCIONES**

# Plataforma Blockchain de gestión de transacciones entre la Smart Grid y el vehículo eléctrico

**Objetivo:** El objetivo de este caso de negocio es la realización de un análisis GAP de una plataforma que gestiona las transacciones energéticas y económicas entre la Smart Grid y el vehículo eléctrico sobre plataforma blockchain. Partimos de que el modelo de negocio de Recarga VE analizado se enmarca en el **ámbito de Distribución**, la relación contractual se establece **entre los gestores de carga y la distribuidora** mediante un **contrato de acceso** y los ingresos de la distribuidora serán los que establezcan **los peajes de Acceso**.

Este caso de negocio se encuentra actualmente ejecutándose mediante una POC en una distribuidora del sector.

**Agentes:** En este proceso existen tres agentes implicados: El propietario de la infraestructura que en este caso es la **distribuidora**, el **gestor de carga y los clientes** del gestor de carga.

#### Fase 1 - Situación actual

En esta fase se realiza el análisis completo de la situación actual de los sistemas y los cuatro procesos más relevantes implicados en la recarga del Vehículo Eléctrico:



- Alta de Cliente: En este proceso los nuevos clientes que quieran cargar su vehículo eléctrico se registran en la plataforma a través del Gestor de Carga. El registro del cliente se basa en la firma de un contrato entre el Gestor de carga y el Propietario de la Infraestructura. El propietario de la infraestructura de Carga actúa en este caso exclusivamente como Operador de la misma.
- Identificación: Una vez registrado, el primer paso para realizar una recarga es la identificación del Cliente. El cliente accede vía app (RFID/QR/NFC) comenzando el proceso de identificación. Una vez identificado, se procede a la carga que se iniciará con el alta de un contrato específico para esta carga en concreto.
- Alta de Cliente

  Identificación

  Carga

  Finalización de Carga
  y Facturación

  Finaliza

Figura 2. Proceso de recarga del Vehículo Eléctrico.

- Carga: Desde el inicio de la carga hasta la finalización de la misma, se procede a informar periódicamente al cliente del estado de la carga y de los registros de medida realizados (consumos, potencia, etc.). Una vez finalizada la carga, se procede también a la finalización del contrato específico para dicha carga.
- Finalización de Carga y Facturación: En este modelo el propietario de la infraestructura factura a los Gestores de Carga y éstos facturarán a sus clientes.

El core de la solución es el proceso de carga del vehículo y todas las transacciones que se llevan a cabo en él. De entre todas estas transacciones se identifican en esta fase las candidatas a ser implementadas sobre Blockchain.

#### Fase 2 - Modelo Futuro

En esta fase se definen y conceptualizan las mejoras en los procesos mediante Blockchain identificadas en la fase uno y se concretan las especificaciones de los Smart Contracts: Stakeholders, nodos y tokens, y se realiza la redefinición del proceso de carga del vehículo Eléctrico teniendo en cuenta los outputs de la fase 1. El modelo objetivo basado en blockchain de este proceso se construye en base a tres pilares fundamentales:

- Tokenización de pagos: seguridad en las transacciones vinculadas a la facturación y pago de recargas.
- Identificación cliente final: De forma automática vía app vinculando al cliente con el gestor de carga mediante el smartcontract que enmarca la relación contractual entre éste y la distribuidora.
- Gestión de los intercambios de información entre agentes: Mediante transacciones blockchain entre Distribuidora, Comercializadores/Gestores de carga, sistemas gestión de carga y Cliente Final.

# Sistema Blockchain de gestión de interrupciones en la Smart Grid para cálculos de calidad

**Objetivo:** El objetivo de este caso es la definición de un sistema Blockchain empleado para la gestión de las interrupciones o indisponibilidades en la Smart Grid que permita realizar los cálculos de calidad zonal e individual. A partir de la información de los smartmeters, SCADA actuales y nuevos dispositivos de monitorización a nivel de Centro de Transformación (CT), se registrarían todas las interrupciones a nivel de CT y a nivel de suministro individual de cara a efectuar los cálculos de los indicadores de calidad publicándolo a los organismos públicos y consumidores afectados.

Agentes: Los agentes son la Distribuidora, la empresa Auditora, Organismos Oficiales y el Consumidor final.

#### Fase 1 - Situación actual

Análisis de la legislación y procedimientos oficiales. En el Real Decreto 1955/2000 y la orden ECO/797/2002 se establecen los procedimientos de medida y control del suministro eléctrico. En ellos se definen los parámetros de calidad de las redes y las indemnizaciones a consumidores individuales derivadas de las interrupciones del suministro. Para medir la **calidad zonal** se disponen de los siguientes indicadores:



- TIEPI: tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en Media tensión (1 kV R V « 36 kV).
- Percentil 80 del TIEPI: valor del TIEPI que no es superado por el 80 por 100 de los municipios del ámbito provincial, dentro de cada tipo de zona.
- NIEPI: número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en Media tensión (1 kV R V « 36 kV).

La calidad del suministro individual se determina a partir del tiempo y número de interrupciones que haya tenido cada uno de los suministros de BT y MT. En función de si alguno de estos dos parámetros supera el límite para el tipo de zona del suministro, la distribuidora debe indemnizar al consumidor aplicando un descuento en la siguiente factura de consumo a través de la comercializadora.

Media tensión (de 1 a 36 kV)			
Zona	Número de horas	Número de interrupciones	
Urbana	4	8	
Semiurbana	8	12	
Rural concentrada	12	15	
Rural dispersa	16	20	

Media tensión (de 1 a 36 kV)		
Zona	Número de horas	Número de interrupciones
Urbana	6	12
Semiurbana	10	15
Rural concentrada	15	18
Rural dispersa	20	24

Las zonas se clasifican en:

- Zona Urbana: más de 20.000 suministros y capitales de provincia.
- Zona Semiurbana: entre 2.000 y 20.000 suministros, excluyendo capitales de provincia
- Zona Rural Concentrada: entre 200 y 2.000 suministros.
- Zona Rural Dispersa: menos de 200 suministros

Tabla I. Límites de interrupciones por tipo de zona.

Todos los indicadores los proporciona actualmente el propietario de cada red en función de la información de sus sistemas internos.

#### Fase 2 - Modelo Futuro

Se plantea la creación de un sistema global Blockchain para el registro, almacenamiento, validación, y publicación de las interrupciones en la Smart Grid para la realización de los cálculos de calidad zonal e individual.

El sistema registraría las incidencias (hora inicio y fin) en tiempo real a nivel de suministro (con la información de los smartmeters) y de CT (con los SCADA actuales y nuevos dispositivos de monitorización incorporados en la Smart Grid).

La distribuidora además, de manera manual o a través de integración con los sistemas transaccionales actuales, podrá informar datos adicionales de las interrupciones, como por ejemplo los motivos de las mismas: paradas planificadas u otros motivos de incidencia ajenos a la distribuidora, lo que supone información necesaria para el correcto cálculo de las interrupciones y las indemnizaciones asociadas.

La plataforma facilitaría a la distribuidora, empresa auditora, organismo público (Ministerio industria) y al consumidor final, una visión transparente sobre la calidad de la red.

- La distribuidora dispone en tiempo real de la calidad de la red, además el registro de interrupciones le ayuda a monitorizar la red y detectar incidencias.
- La empresa auditora dispone de la información fiable y segura, lo que simplifica sus procesos de validación.
- Los organismos (ministerio de industria) dispone de la información de la calidad de manera clara, segura y transparente, sin necesidad de esperar los reportes de información anuales.
- El consumidor accede a la información de interrupciones y posibles indemnizaciones.

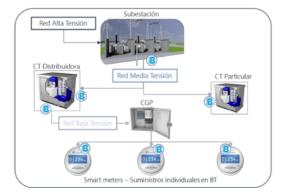






Figura 3. Esquema TO-BE con los puntos de medición y agentes involucrados.

# Plataforma Blockchain de gestión de Demand Response en cliente minorista

**Objetivo:** El objetivo de este caso de negocio es la definición de una Plataforma basada en Blockchain de gestión de la Respuesta a la Demanda (DR) en cliente minorista: determinar la planificación y programación óptima, coordinar agregaciones de clientes en función del tipo de programa DR, registrar todas las peticiones y acciones ejecutadas, realizar las mediciones y verificaciones (M&V) correspondientes en tiempo real, y efectuar las liquidaciones para retribuir o penalizar en función del rendimiento de cada participante.

Agentes: Los agentes que intervienen en este caso son la Utility y los Consumidores finales.

#### Fase 1 - Situación actual

En esta fase se analiza y conceptualiza el modelo actual de mecanismos de respuesta a la demanda minorista que existen a nivel nacional e internacional, basándonos en que la respuesta a la demanda es un mecanismo, utilizado en varios países tanto en el mercado mayorista como minorista, a través del cual se cambia el patrón normal de consumo de un cliente (aumentando o disminuyendo su demanda de energía) en respuesta a necesidades del sistema, con el objetivo de mantener la fiabilidad del sistema y estabilizar la curva de demanda a través de la reducción selectiva del consumo de electricidad en momentos pico, traspasándolos a momentos valle, evitando tener que invertir en instalar nueva infraestructura o generar más energía. En España existe la gestión de la demanda por interrumpibilidad (regulado en la IET/2013/2013), que actualmente sólo aplica al sector industrial. Sin embargo, en otros países como EEUU, estos servicios si se están utilizando en el ámbito doméstico. Es por ello que el foco concreto del análisis AS IS se enmarca dentro de un marco regulatorio que posibilite este proceso. Existen dos modalidades de programas:

- Basados en tiempo: variaciones en el precio de la electricidad a lo largo del tiempo. Los consumidores ajustan voluntariamente su patrón de consumo durante periodos de mayor demanda, obteniendo un menor precio de la electricidad.
- 2. **Basado en incentivos:** compensaciones económicas destinadas a consumir menos. Los consumidores se comprometen a ajustar sus consumos ante el requerimiento de la Utility.

Basado en tiempo		Basado en incentivos	
Periodo de utilización (Time of Use – TOU)	La Utility fija precios diferentes y predeterminados para bloques de horas específicos	Controlable	La Utility puede controlar directomente el consumo de un cliente mediante la gestión de sus cargas: incremento, disminución o desconexión. Todo ello de forma automática, sin la autorización del cliente y en un periodo de tiempo inferior a 5 minutos.
Precios de pico crítico (Critical Peak Pricing – CPP)	La Utility asigna precios elevados en horas en las que los costes de producción y los precios de mercado son altos, debido a una gran demanda o a una falta de producción.	Configurable	La Utility puede controlar el consumo eléctrico de uno o más dispositivos de un cliente durante un periodo específico de tiempo, pero el cliente puede configuror la tecnología de control para anular las señales de DR que se reciban bajo ciertas condiciones.
Precios en tiempo real (Real Time Pricing – RTP)	Lo Utility establece un precio que refleja el precio de mercado por periodos horarios, el cual queda definido en el mercado diario o el intradiario (day- ahead o day-of).	Manual	La Utility no puede controlar de forma automática el consumo del cliente y es éste quien altera sus consumos eléctricos a través de cambios manuales en respuesta a una señal, a cambio de un pago.

Tabla II. Resúmen de tipos de tarifas de programas DR.



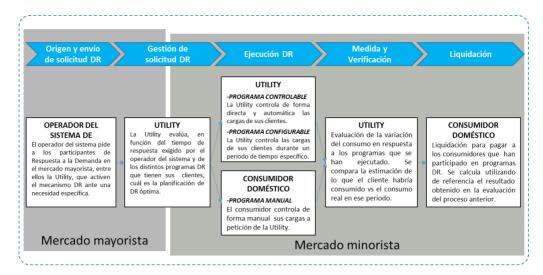


Figura 4. Proceso de respuesta a la demanda (DR) en mercado minorista mediatne programas basados en incentivos.

#### Fase 2 - Modelo Futuro

Basándonos en el modelo AS IS obtenido en la fase 1, se analizan las transacciones candidatas a ser implementadas en Blockchain. Se identifican las transacciones incluidas en el proceso de Ejecución DR como posibles candidatas y se conceptualizan en un modelo TO BE basado en una red Blockchain privada controlada por la Utility. El siguiente flujo de procesos resume el funcionamiento del modelo objetivo propuesto:

- Ante un evento de DR, el nodo central (Utility) propone una configuración nueva para cliente final (generación Token nuevo contrato temporal).
- El Token es enviado a los nodos participantes (consumidores finales).
- Un porcentaje de los consumidores responden con el mensaje (Hash) aceptando el token e incluyendo la firma del nodo cliente.
- Las respuestas positivas lanzan el correspondiente cambio en el suministro, actualizan la cuenta del cliente afectado (bonificación u otros) y se distribuye.
- Los nodos podrían ser los propios Smart Meters (incluyendo Cripto Chip & app de configuración de Smart Contract parametrizable por usuario) o app móviles de usuario, requiriendo en este caso la acción manual del usuario aceptando la transacción.

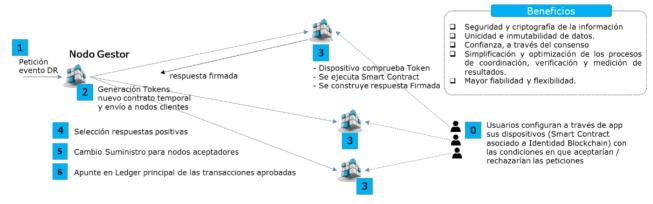


Figura 5. Funcionamiento general del modelo objetivo basado en Blockchain.

#### RESULTADOS

Las plataformas descritas en dos de los tres casos de negocio no se han llegado a ejecutar para comprobar de manera real sus resultados y beneficios cualitativos y cuantitativos. Sin embargo, gracias a la aplicación de la tecnología



blockchain generará unos beneficios relacionados con la simplificación y optimización de procesos (lo que conlleva a reducción de FTEs), con el incremento en la seguridad e imutabilidad de la información y con la confianza y acuerdo entre todos los agentes involucrados:

	Plataforma Blockchain de gestión de	Sistema Blockchain de gestión de	Plataforma Blockchain de gestión de
	transacciones entre la Smart Grid y	interrupciones en la Smart Grid para	Demand Response en cliente
	el vehículo eléctrico	cálculos de calidad	minorista
Simplificación y optimización de procesos	Simplificación y optimización de los procesos de registro y autenticación del cliente, recarga y facturación. Dota a la Smart Grid de mayor y flexibilidad.	Optimización y reducción de tiempo en el proceso de cálculo de calidad de las redes. Un proceso que actualmente puede tardar meses, se podría resolver semanas.  Permite realizar el seguimiento de la calidad de la red periódicamente.	Simplificación y optimización de los procesos de coordinación, verificación y medición de resultados.
Mayor	Se evitan fraudes en la identificación	La información del número y duración	Ofrece seguridad y criptografía en la
seguridad e	del cliente y en la información de	de interrupciones y las penalizaciones	información intercambiada entre los
inmutabilidad	cada acción de recarga.	asociadas no puede ser alterada sin la	agentes: información personal e
de la	Dota a la Smart Grid de mayor	aprobación de todos los agentes	información sobre los eventos de
información	fiabilidad.	implicados.	Demand Response.
Confianza a través del consenso entre agentes	Gestión automática mediante Smart Contracts del registro del cliente y de cada acción de recarga.	Información pública y consensuada entre distribuidora, cliente, ente público y empresa auditora. Mejora la percepción del cliente sobre el servicio prestado.	Los eventos de DR son acordados y aprobados tanto por la utility como por los clientes adheridos al programa.

Tabla III. Beneficios de los casos de negocio expuestos en el presente documento.

## **DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES**

A continuación se citan las conclusiones a nivel global obtenidas a partir de los casos de negocio estudiados:

- Se trata de una tecnología madura empleada en otros sectores como Banca. Existen casos de éxito en el sector de energía&utilities en los que se ha empleado tecnología Blockchain.
- Blockchain posibilita la realización de transacciones confiables, seguras y rápidas optimizando y viculando flujos energéticos a flujos económicos.
- La realización de POCs permite, con una baja inversión, optimizar un proceso en un corto espacio de tiempo, evaluarlo y verificar los beneficios de su implementación.
- Los nuevos modelos de negocio que surgirán con la evolución de la Smart Grid deberán ir ligados a una criptomoneda o a la ciberseguridad en la información, para lo cual se hacen necesarias las plataformas blockchain por asegurar transacciones seguras, fiables y anónimas.

#### **REFERENCIAS**

- http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7B2A955430-59AC-4B19-B2B3-B456C56283B1%7D
- https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/servicio-de-interrumpibilidad
- RD 1955/2000: https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2000-24019
- ECO/797/2002: https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-7133



# SECUREGRID, EL HACKING ÉTICO APLICADO A LA MEJORA DE LA SEGURIDAD EN INFRAESTRUCTURAS CRÍTICAS DE LA RED ELÉCTRICA

Iñaki Angulo Redondo, Gestor de Proyectos, Tecnalia
Javier López Sarralde, Ingeniero de Aplicación, ZIV

Begoña Molinete Cuezva, Responsable de Proyectos, Clúster de Energía del País Vasco
José Antonio López Montero, Investigador Senior, Tecnalia
Santiago De Diego De Diego, Investigador, Tecnalia
Lola Ibañez Kortabarria, Responsable de Proyectos de AD, ARTECHE
Alberto Huidobro Viela, Director de Ingeniería de Diseño, GE
Imanol García Pastor, Gestor de Proyectos, INGETEAM
Álvaro Fraile Hernández, Gestor de Proyecto, ORMAZABAL

Resumen: Una prueba de penetración (pentesting en inglés) también llamada hacking ético, es un ataque a un sistema o dispositivo informático con la intención de encontrar sus debilidades. Estas pruebas pueden ayudar a determinar si un sistema es vulnerable o no ante determinados tipos de ataques y comprobar su respuesta ante ellos. Robo de credenciales, suplantación de identidad, man in the middle o denegación de servicio son algunos tipos de ataques a los que se puede someter a un sistema o dispositivo. Dentro del proyecto SecureGrid, se ha desarrollado una herramienta de pentesting específica para los IEDs (Intelligent Electronic Device) que son instalados en las subestaciones eléctricas y en los centros de transformación. SecureGrid Hacking Tool Box (HTB) se define como una herramienta que permite configurar y realizar diferentes tipos de pruebas de penetración a los IEDs, así como almacenar los resultados obtenidos y generar un informe a partir de los mismos una vez realizadas las pruebas. HTB se ha aplicado, dentro del proyecto SecureGrid, a un conjunto de IEDs de diferentes fabricantes, lo que ha permitido corregir sus vulnerabilidades y proporcionar un mayor nivel de seguridad del que presentaban al inicio del proyecto. HTB está pensada para ser utilizada por los fabricantes de equipamiento para comprobar, además de la funcionalidad del equipo, su nivel de seguridad.

Palabras clave: Smart Grids, Ciberseguridad, IED, Hacking Ético, Pentesting

# INTRODUCCIÓN

La aplicación de las TICs en la red eléctrica ha convertido a los equipos electrónicos o IEDs (*Intelligent Electronic Device*) en un punto crítico de la seguridad de la red eléctrica. Estos IEDs instalados en subestaciones y centros de transformación permiten monitorizar, controlar y/o proteger los equipamientos del sistema de potencia, como interruptores, transformadores o bancos de condensadores y están dotados de capacidad de comunicaciones. Eso les convierte en uno de los puntos críticos de las Smart Grids, por lo que poder garantizar su seguridad se ha convertido en un objetivo para sus fabricantes. Sin embargo, los ensayos a los que se someten a estos equipos están más orientados a certificar su funcionalidad que a conocer su nivel de seguridad o a descubrir sus vulnerabilidades.

En este contexto, las herramientas de hacking ético, también llamadas pruebas de penetración o *pentesting*, pueden ser de gran utilidad, ya que permitirían conocer, por ejemplo, el grado de robustez de las claves de acceso que contiene un equipo o su nivel de resistencia frente a un ataque de denegación de servicio. En el **Proyecto SecureGrid** se ha desarrollado una herramienta denominada **SecureGrid Hacking Tool Box** (en adelante **HTB**) que integra ocho herramientas de *pentesting* de libre distribución. La herramienta está pensada para ser utilizada por los fabricantes de IEDs para comprobar, además de su funcionalidad, el nivel de seguridad que ofrecen sus equipos.

HTB se ha aplicado, dentro del proyecto SecureGrid, a un conjunto de IEDs de diferentes fabricantes, lo que ha permitido corregir sus vulnerabilidades y proporcionar un mayor nivel de seguridad del que presentaban al inicio del proyecto. La utilización de estas herramientas durante la fase de fabricación va a permitir detectar las vulnerabilidades del equipo antes de su puesta en funcionamiento en el entorno real. Los fabricantes podrán corregir las vulnerabilidades detectadas, lo que les permitirá ofrecer a sus clientes un equipo mucho más seguro.

#### **EL PROYECTO**

El proyecto **SecureGrid** (http://www.clusterenergia.com/securegrid/proyecto) se centra en la securización de las subestaciones eléctricas de la red de alta y media tensión y principalmente de su equipamiento electrónico, los IEDs.



Los objetivos del proyecto son definir un modelo de seguridad para IEDs, definir una arquitectura de referencia, diseñar e implementar mejoras importantes en las capacidades de ciberseguridad de los IEDs, desplegar un sistema centralizado de gestión de la ciberseguridad y de detección de ataques, desarrollar una herramienta de hacking ético y definir y construir un laboratorio de pruebas para integrar todos los equipos y herramientas del proyecto y verificar las soluciones de ciberseguridad implementadas.

El consorcio del proyecto está formado por fabricantes de IEDs (ARTECHE, GE, INGETEAM, ORMAZABAL y ZIV), una empresa de seguridad informática (ITS Security), TECNALIA y el Clúster de Energía del País Vasco.

#### **MATERIAL Y MÉTODOS**

HTB se define como una tool box que integra ocho herramientas de *pentesting* de libre distribución como Metasploit, nmap, Slowloris o Hydra, que descubren vulnerabilidades en los IEDs instalados en la subestaciones eléctricas y centros de transformación. Robo de credenciales, suplantación de identidad, man in the middle o denegación de servicio son algunos tipos de ataques a los que se puede someter a un sistema o dispositivo.

Las herramientas que incluye HTB son las siguientes:

- 1. **Metasploit**. Se basa en el concepto de "exploit", que es un código que puede superar las medidas de seguridad y entrar en un sistema determinado.
- 2. **W3af**. Framework Open Source para realizar escaneos de aplicaciones web. Permite detectar vulnerabilidades del tipo Inyección SQL, Cross-Site Scripting, errores de aplicación y fallos de configuración PHP.
- 3. **nmap**. Software empleado para efectuar escaneo de puertos.
- 4. Hydra. Software para la realización de ataques de fuerza bruta.
- 5. **Wafw00f**. Software para la realización de ataques de fuerza bruta.
- 6. **Ettercap**. Conocido Sniffer de red que permite la utilización de filtros para mayor versatilidad. Permite realizar ataques del tipo Man in The Middle y de denegación de servicio.
- 7. **Siege**. Software pensado para la realización de pruebas de carga en servidores. Puede emplearse para realizar denegaciones de servicio.
- 8. **Slowloris**. Software para la realización de ataques de denegación de servicio del tipo slowloris. Disponible tanto en Python como en PERL.

Cada una de ellas ha sido desarrollada por una empresa u organización distinta y no han sido modificadas. El valor que ofrece HTB es la integración de todas estas herramientas en un entorno único y amigable. Además, facilita la configuración y ejecución de los diferentes tipos de pruebas, así como almacenar los resultados obtenidos y generar un informe a partir de los mismos una vez realizadas las pruebas.

HTB se ejecuta bajo el Sistema Operativo Kali Linux, que se conecta mediante TCP/IP a los equipos a los que va a someter a pruebas. Como se aprecia en la figura 1, Kali Linux se conecta al IED a través de un router y un switch, lo que reproduce el escenario real de una subestación o centro de transformación. Además, se ha incluido un segundo ordenador en el que se ejecuta un cliente 61850. Este software se utilizará en las pruebas de denegación de servicio y su objetivo es interrogar de forma continuada al IED a través del protocolo MMS de 61850 para verificar si el equipo está respondiendo o, por el contrario, si se encuentra deshabilitado fruto del ataque al que está siendo sometido.



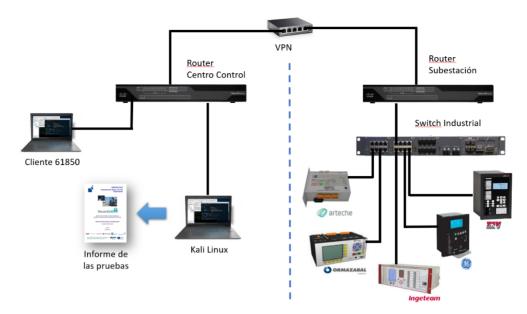


Figura 1. Arquitectura de las pruebas.

#### **Interfaces**

HTB proporciona dos niveles de interacción con el usuario: a través de la línea de comando de Linux y a través de un interfaz gráfico.

#### Interfaz vía línea de comandos

Todas las herramientas que incluye HTB tienen su propio interfaz de ejecución vía línea de comandos de Linux. A través de ese interfaz el usuario puede ejecutar esas herramientas utilizando las opciones y parámetros definidos por el fabricante.

HTB incorpora un interfaz propio que integra y simplifica los interfaces de cada herramienta. Así, por ejemplo, si se quiere lanzar un ataque de denegación de servicio, en lugar de lanzar el comando "siege -c -q 255 \${IP}", se emplearía la opción "sghtb -d --normal", donde:

- **sghtb**: es el nombre del ejecutable de la herramienta HTB.
- -d: es la opción que le indica a HTB que lance la herramienta de denegación de servicio.
- --normal: establece que se empleará una denegación de servicio por saturación de peticiones.

Un archivo de configuración, *config.ini*, contiene información sobre el equipo o los equipos que van a participar en las pruebas. Entre otros incluirá los siguientes datos: dirección IP del equipo, su modelo y versión, diccionarios utilizados para las pruebas de fuerza bruta, localización de los logs, etc.

#### Interfaz gráfica

Esta interfaz proporciona al usuario una interacción con HTB más amigable al permitirle seleccionar las pruebas a realizar mediante el uso del ratón y ver el resultado de la ejecución de las pruebas en la ventana de visualización.

Las funcionalidades que ofrece HTB a través de la interfaz gráfica son las siguientes:

- Configuración del equipo o equipos sobre los que se van a realizar las pruebas de penetración. Esta información se almacena en el archivo *config.ini*.
- Selección de las pruebas a realizar según se han definido en el archivo de configuración de la interfaz gráfica HTB.XML.
- Ejecución de las pruebas y almacenamiento de los resultados en el repositorio.
- Consulta de los resultados obtenidos.



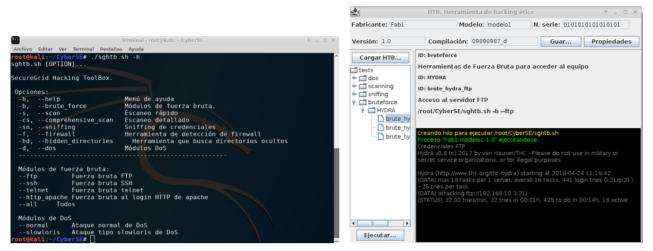


Figura 2. HTB: Interfaz vía línea de comandos (izda.) y gráfica (dcha.).

Además, toda información generada durante una prueba queda almacenada en un fichero log en donde además se identifica el modelo y versión del equipo, la versión de HTB y la fecha y hora en que se ha ejecutado la prueba.

#### **RESULTADOS**

HTB se ha aplicado a los equipos que los fabricantes (ARTECHE, GE, INGETEAM, ORMAZABAL y ZIV) han puesto a disposición del proyecto y que cubren diferentes funcionalidades como unidades remotas (RTU), elementos de corte y relés de protección de subestaciones.

#### Pruebas realizadas

La siguiente tabla muestra las pruebas a las que se ha sometido a los equipos del proyecto.

Prueba realizada	Objetivo	Herramientas empleadas
Escaneo	Descubrimiento de servicios activos del equipo: FTP, TELNET, HTTP	nmap
Vulneración login	Obtener las credenciales del login de acceso	Inyección SQL
Fuerza bruta	Obtención de las credenciales de los servicios descubiertos en la fase anterior	Metasploit Hydra
Sniffing	Obtener las credenciales del login de acceso	Etthercap
DoS	Conseguir una denegación del servicio del equipo	Siege
DoS	Conseguir una denegación del servicio del equipo	Slowloris
DoS	Conseguir una denegación del servicio del equipo sobre los puertos TCP y UDP	hping3
Vector java applet	Suplantar la aplicación java para inyectar código java malicioso	Metasploit SET

Tabla I. Pruebas realizadas a los equipos del proyecto.

Las pruebas han sido realizadas por Tecnalia y como resultado se ha generado un informe confidencial que ha sido proporcionado a cada fabricante con la siguiente información: datos del equipo, arquitectura de las pruebas, pruebas realizadas, puertos y servicios detectados, breve explicación de los resultados de cada prueba realizada y recomendaciones.

En mayor o menor medida, los equipos analizados presentan vulnerabilidades ante ataques de denegación de servicio. Algunos equipos presentan servicios activos (FTP, SSH, HTTP, etc.) y contraseñas poco seguras y por lo tanto



susceptibles a ser obtenidas. Tampoco utilizan protocolos seguros (HTTPS, SFTP, SSH, etc.), por lo que podrían sufrir ataques de suplantación.

## Evolución de los equipos

A partir de este análisis de seguridad y basándose en el modelo de seguridad desarrollado también en el proyecto SecureGrid (Angulo & López, 2017), cada fabricante ha definido un plan de mejoras a implementar en una nueva versión de sus equipos. El modelo de seguridad está basado en la norma IEEE 1686, que define las capacidades de seguridad que deben ofrecer los IEDs para su despliegue en una infraestructura crítica como es la Red Eléctrica.

El estándar define capacidades relacionadas con el control de acceso al equipo, el registro de auditoría a desplegar en el equipo, la monitorización de los eventos y alarmas por un sistema de supervisión, la encriptación de las comunicaciones, la autenticación del software de configuración de los equipos, la activación y desactivación de los puertos de comunicaciones y el aseguramiento de la calidad el firmware.

El desarrollo de la nueva versión de los equipos se está realizando en dos fases. La primera fase finalizó en marzo de 2018 y la seguridad de los equipos ha pasado de un nivel medio-bajo, en el que se encontraban al inicio del proyecto, a un nivel medio. Los equipos incorporan mejoras en la generación y gestión de contraseñas, la desconexión tras un periodo de inactividad, sistemas de acceso basados en roles (RBAC) y la generación y gestión de un registro de auditoria conteniendo información básica de eventos y alarmas relacionadas con la seguridad del equipo.

En la actualidad se está trabajando en la monitorización de la actividad relacionada con aspectos de seguridad, en la encriptación de las comunicaciones, en la firma digital del firmware y la autenticación del software de configuración y en la activación y desactivación de los puertos y servicios de comunicaciones. Estas mejoras permitirán alcanzar a la finalización del proyecto, prevista en enero de 2019, un nivel medio-alto en la mayoría de ellos. La siguiente figura muestra la evolución experimentada por los equipos a través de su participación en el proyecto.

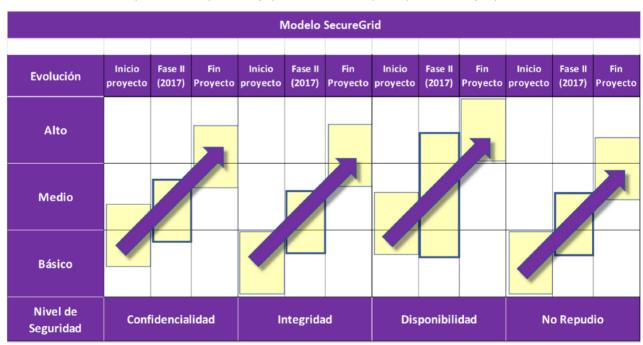


Figura 3. Evolución del nivel de seguridad de los IEDs a lo largo del proyecto SecureGrid.

Gracias al proyecto SegureGrid, en la actualidad los equipos han dejado de ser vulnerables a ataques de denegación de servicio, *sniffing* de credenciales FTP y a ataques de suplantación por el puerto HTTPS. También ofrecen una mejor ocultación de la información que manejan y presentan contraseñas de acceso más seguras.



#### **CONCLUSIONES**

Los fabricantes de equipos eléctricos – y en particular de IEDs – han tomado conciencia de las vulnerabilidades introducidas por el creciente proceso de digitalización de las redes eléctricas y están inmersos en un proceso continuo para mejorar la seguridad en sus equipos, de tal forma que sea más difícil tomar el control de los mismos desde un sistema externo y evitar la propagación a otros equipos, que todas las acciones relacionadas con la seguridad queden debidamente registradas, que las comunicaciones estén protegidas y firmadas digitalmente y que la disponibilidad del equipo mejore su nivel de robustez, todo ello buscando un compromiso óptimo entre seguridad y operatividad de los sistemas.

Cabe destacar el valor obtenido en el proyecto gracias a la colaboración de empresas que habitualmente son competencia directa en el mercado.

Por último, es indispensable combinar las medidas desarrolladas en los IEDs con un refuerzo de la seguridad a nivel global. En este punto la empresa ITS Security ha realizado un trabajo de definición de una arquitectura de referencia y de desarrollo de un sistema centralizado de ciberseguridad a nivel de subestación que integra 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 que lo forma y los resultados alcanzados, así como todo tipo de noticias relacionadas con la temática del proyecto y la Ciberseguridad en las Smart Grids.

#### **AGRADECIMIENTOS**

El 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 Standard for Intelligent Electronic Devices Cyber Security Capabilities IEEE Std 1686-2013.
- SECUREGRID: Nuevas Tecnologías de Ciberseguridad y Analítica de Datos para Subestaciones Eléctricas (Angulo & López, 2017) (IV Congreso Smart Grids).



# APROVECHAMIENTO DE DATOS DE MEDIDA Y DE RED PARA LA EVALUACIÓN DE PROBLEMAS REALES EN LA DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

Javier Rodríguez Roncero, Director de Ventas Unidad de Negocio Soluciones Energéticas, Landis+Gyr EMEA Marc Laeser, Director de Innovación Unidad de Negocio Soluciones Energéticas, Landis+Gyr EMEA Ifigeneia Stefanidou, Jefe de Innovación Unidad de Negocio Soluciones Energéticas, Landis+Gyr EMEA Christian Giroux, Jefe de Producto Software Unidad de Negocio Soluciones Energéticas, Landis+Gyr EMEA

Resumen: Las compañías distribuidoras de electricidad deben hacer frente a múltiples requerimientos contrapuestos como sacar el máximo provecho del incremento de datos, estar sujetas a un significativo escrutinio del gasto, y hacer frente a un creciente aumento de las expectativas de los consumidores. Este artículo aborda soluciones analíticas desarrolladas por Landis+Gyr conjuntamente con clientes de todo el mundo. Los temas a tratar se centran en la mejora de la fiabilidad de la red de distribución, la gestión de activos envejecidos, la optimización del emplazamiento de recursos energéticos distribuidos, y la minimización de pérdidas mediante complejos patrones de análisis de medidas procedentes de diversos sistemas y sensores inteligentes. El lector aprenderá cómo la plataforma Advanced Grid Analytics (AGA) incorpora datos de distintas fuentes y los combina con análisis de flujo de carga para gestionar mejor la energía.

Palabras clave: Analítica de datos, Optimización de la red, Gestión de activos, Minimización pérdidas, Integración de recursos energéticos distribuidos.

#### INTRODUCCIÓN

Las redes eléctricas se están volviendo cada vez más digitales. Las compañías eléctricas están invirtiendo en medidores inteligentes, sistemas avanzados de comunicación y gestión de datos, dispositivos y sistemas de detección y control digital, y análisis de datos como parte de una infraestructura eléctrica más inteligente. Estas inversiones, en particular los contadores inteligentes, son la base de una red energética moderna y digital.

Según Statistica, habrá cerca de 31.000 millones de dispositivos conectados en todo el mundo para el año 2020 [7]. Eso implica un montón de medidores inteligentes, termostatos inteligentes, sensores de línea y muchos más elementos conectados. Estos dispositivos ofrecen un enorme potencial para la gestión de cargas y otros servicios de las compañías eléctricas, pero sólo si las empresas distribuidoras pueden encontrar una forma eficaz de gestionar esta cantidad tan enorme de datos.

Mientras que el principal argumento comercial para el despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) se centraba en el registro de datos de consumo a través de la lectura remota, automatizada y más frecuente de los contadores, AMI ha demostrado ser una excelente plataforma que ofrece un valor significativo más allá de racionalización de los procesos de facturación y los costes. Las distribuidoras están ahora apalancando sus estrategias de gestión de activos en torno a las capacidades de medición y control remoto que proporciona la red de telegestión en tiempo real [3]. En muchas partes del mundo, las redes AMI se han desplegado incluso para atender procesos de negocio diferentes, como la automatización de la distribución, la teledetección y el desarrollo de infraestructuras urbanas inteligentes. La flexibilidad e interoperabilidad de la red AMI ha permitido a las empresas distribuidoras de electricidad dar soporte a nuevos proyectos innovadores, ofrecer diferentes opciones de gestión de activos y abrir nuevos modelos de negocio. Gracias a su plataforma basada en estándares, alto rendimiento y baja latencia, la red de telegestión ha ampliado la función de gestión de activos más allá de la operación centralizada tradicional a una operación distribuida, aprovechando la inteligencia de dispositivos instalados en puntos de la red de distribución próximos al punto de conexión con el cliente (dispositivos "grid edge").

Las compañías eléctricas pueden sacar partido de las aplicaciones analíticas para recopilar y analizar datos de estos dispositivos "grid edge" (como medidores inteligentes y sensores) y de muchos otros sistemas, y analizar los datos para obtener una mejor comprensión del comportamiento activos en operación. El núcleo de la estrategia de análisis basada en datos es la capacidad de la compañía eléctrica para visualizar su sistema de distribución y ejecutar escenarios de gestión de activos con datos granulares de alto nivel derivados de las condiciones reales del sistema. Las distribuidoras pueden utilizar los resultados de este análisis para desarrollar, probar y justificar nuevos proyectos de gestión de activos [2]. El análisis de datos puede proporcionar una mejor visibilidad de los activos de la red y determinar



de forma proactiva su vida útil, optimizar las inversiones, priorizar la planificación de la fiabilidad, incorporar los recursos energéticos distribuidos (DER) en la red [1] y señalar de forma preventiva las causas comunes de fallo en los distintos componentes de la red. Las distribuidoras utilizan el análisis para mejorar la visualización del sistema, desarrollar estrategias basadas en el riesgo que eliminan los fallos imprevistos de los activos y mejorar la fiabilidad de la red al mismo tiempo que mejoran sus estrategias de inversión.

#### ADVANCED GRID ANALYTICS PLATFORM

La solución Advanced Grid Analytics (AGA) de Landis+Gyr permite a los departamentos de operación de la red, planificación, gestión de activos y atención al cliente de las compañías eléctricas gestionar de forma segura y eficiente las redes de distribución de electricidad.

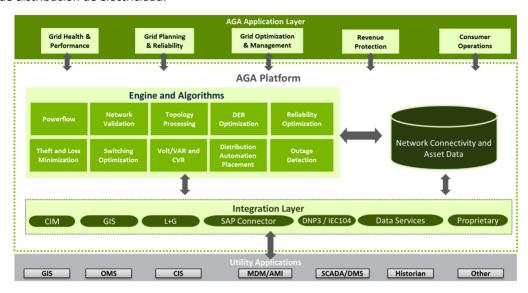


Figura 1. Arquitectura de la Solución Advanced Grid Analytics (AGA).

Al aprovechar los datos de los dispositivos "grid edge", como medidores, sensores y otros sistemas de las compañías eléctricas, AGA ayuda a las empresas distribuidoras de electricidad a mejorar en diversos aspectos:

- Fiabilidad:
  - Minimizar las interrupciones.
  - Mejorar los índices de fiabilidad.
- Calidad de la energía:
  - Detectar flujos y voltajes anormales.
  - o Alertar a planificadores y operadores de violaciones de límites operacionales.
- Coste:
  - Optimizar las configuraciones de los circuitos para aprovechar al máximo la capacidad existente.
  - o Reducir las pérdidas técnicas y no técnicas.
  - o Optimizar la inversión y colocación de activos.
  - o Prolongar la vida útil de los activos.
- Seguridad:
  - o Identificar condiciones anormales de en la red tiempo casi real.
  - o Prevenir daños en equipos y personas mediante la detección temprana de fallos.
- Integración de Recursos Energéticos Distribuidos:



- Analizar el impacto de las energías renovables.
- o Recomendar el tamaño y ubicación correctos de las energías renovables y los sistemas de almacenamiento de energía.

Al utilizar la potencia de los datos, el modelo de red de distribución y los algoritmos avanzados basados en la física, las distribuidoras pueden disponer ahora de una inteligencia precisa, de monitorización dinámica y para la toma de decisiones que les permite mejorar la fiabilidad, la seguridad y el rendimiento de la red a la vez que reducir los costes, cumplir con la normativa y mejorar la satisfacción del cliente.

Modular y fácil de usar, AGA ofrece visualización basada en interfaz web, geoespacial y de toda la red de distribución. Los potentes algoritmos de AGA han sido probados durante la última década en múltiples instalaciones en compañías eléctricas. Cada aplicación AGA puede desplegarse individualmente o como parte de una solución empresarial. AGA proporciona la flexibilidad para desplegar la solución de múltiples maneras: despliegue dentro de la propia infraestructura de la empresa eléctrica, despliegue en la nube o como un servicio. Las compañías distribuidoras, independientemente de su tamaño, pueden aprovechar el poder de AGA y generar beneficios a corto plazo. Las aplicaciones AGA se integran en una única interfaz fácil de usar para ayudar las distribuidoras a alcanzar rápidamente los máximos beneficios.

## Sobrecarga de Activos

La gestión de la salud y la vida útil de los activos de distribución es fundamental para que las compañías eléctricas puedan gestionar sus sistemas de distribución de forma fiable y económica. El envejecimiento de los activos y la evolución de los perfiles de carga han intensificado la necesidad de supervisar el rendimiento de los activos de distribución, identificando problemas de fiabilidad y maximizando su utilización y las estrategias de sustitución.

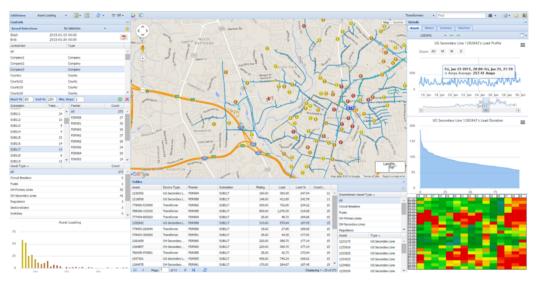


Figura 2. Sobrecarga de Activos: Línea de Baja Tensión.

La aplicación de sobrecarga de activos amplía el valor de las inversiones AMI de la compañía eléctrica al proporcionar visualización completa y estado de salud, análisis de carga y rendimiento de todos los activos de distribución. Utilizando algoritmos avanzados de flujo de carga y datos de medidores AMI y sensores de red, la aplicación muestra y monitorea geoespacialmente perfiles de carga precisos de cada activo de distribución.

Una vista detallada de la condición del sistema de distribución proporciona información clave para la toma de decisiones a los departamentos de ingeniería, operaciones, gestión de activos y atención al cliente dentro de la compañía eléctrica para abordar proactivamente las condiciones de sobrecarga y evitar cortes de suministro imprevistos, a la vez que se optimiza la utilización de los activos y se maximiza la vida útil de los mismos. Este conocimiento del estado de los activos resulta en mejoras en los indicadores de seguridad, fiabilidad y satisfacción del cliente.



# Visualización del Voltaje

La aplicación de visualización de voltaje proporciona a los planificadores de red y a los ingenieros de distribución de las empresas eléctricas una vista completa de los valores de tensión en todos los puntos de la red. Los usuarios pueden aprovechar las herramientas de visualización y las capacidades de navegación interactiva ("drill-down") para evaluar rápida y eficazmente los perfiles de tensión a lo largo de un alimentador e identificar los valores de tensión fuera de los rangos establecidos. La aplicación utiliza datos del sistema de información geográfica (GIS) o de herramientas de planificación para mostrar el modelo de conectividad de red, así como valores de tensión y consumo procedentes del sistema de telegestión. Esto permite a los usuarios elegir varias opciones de visualización en múltiples capas, pudiendo acercar y alejar el zoom, combinando vistas satélite y "Street view". Los valores de tensión y consumo de los contadores de inteligentes se importan del sistema de telegestión y se actualizan periódicamente. El análisis de todo el sistema se lleva a cabo para localizar y mostrar en el mapa las ubicaciones con voltajes tanto por encima como por debajo de la tensión nominal.

La visión de conjunto de los valores de tensión históricos y en tiempo casi real resultado del análisis incluye:

- Violaciones de tensión por encima (sobretensiones) y por debajo (subtensiones) de los límites reglamentarios, utilizando valores de tensión medidos y calculados.
- Resúmenes de los niveles de tensión de transformadores y contadores.
- Perfil de tensión de contador individual.

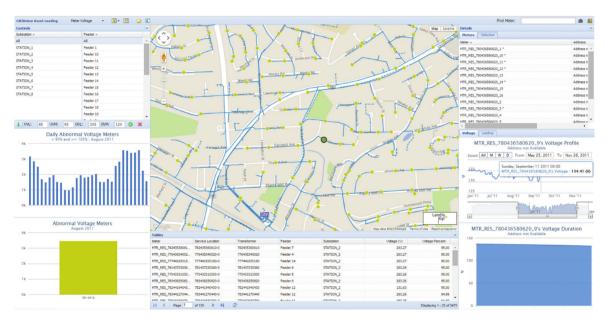


Figura 3. Visualización del Voltaje: Perfil de Tensión de un Contador Inteligente.

# Optimizador de Recursos Energéticos Distribuidos (DER)

La aplicación optimizador DER permite el modelado y simulación precisa y dinámica de la red de distribución, basada en los datos de la propia red de la compañía eléctrica y de los clientes. La aplicación simula y muestra las condiciones de cambio de la red debido al impacto de los recursos energéticos distribuidos en el sistema. Examina el impacto sobre los flujos de carga y la calidad de la energía en caso de pérdida repentina de generación renovable. La distribuidora de electricidad puede utilizar la aplicación para determinar la cantidad óptima de DER a integrar en el sistema de distribución, así como el límite máximo de la cantidad de DER que puede manejar un alimentador o subestación sin afectar negativamente la calidad o la fiabilidad de la energía. La aplicación ayuda también a identificar las ubicaciones óptimas para los sistemas de almacenamiento de energía.

La aplicación optimizador DER contempla los siguientes casos de uso:

Programas de respuesta a la demanda y control de carga directa.



- Optimización de la ubicación de la generación distribuida.
- Equilibrio del suministro fotovoltaico.
- Colocación y utilización de almacenamiento distribuido.
- Gestión de la infraestructura del vehículo eléctrico.

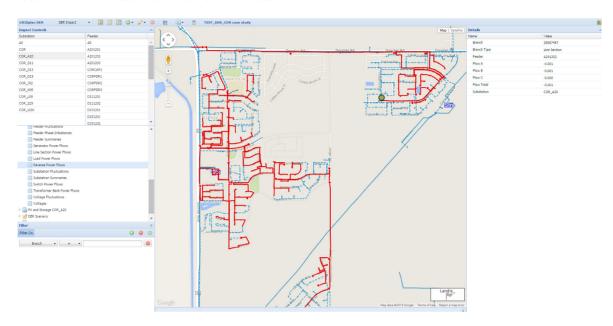


Figura 4. Optimizador DER: Flujo de Potencia Inverso por Exceso de Integración de Generación Fotovoltaica.

#### **RESULTADOS**

Más de 18 compañías de distribución de electricidad han implementado AGA, una parte importante en Estados Unidos. No obstante, Liechtensteinische Kraftwerke (LKW) y Landis+Gyr están realizando un proyecto piloto para analizar el potencial de esta solución aplicado a los procesos y características específicas de la gestión de redes de distribución europeas de media y baja tensión [5].

# Pepco Holdings Inc (PHI)

Pepco Holdings, Inc. (NYSE: POM) es una de las empresas de suministro de energía más grandes de la región estadounidense del Atlántico Medio, que atiende a unos 2 millones de clientes en Delaware, el Distrito de Columbia, Maryland y Nueva Jersey.

Las aplicaciones de Sobrecarga de Activos y Monitorización del Voltaje determinan las cargas y niveles de tensión de los transformadores y de muchos otros activos, en la red de distribución de PHI [6], permitiéndoles:

- Determinar las áreas de sobrecarga en cada jurisdicción.
- Determinar las áreas de sobretensión y subtensión en cada jurisdicción.
- Obtener mayores retornos de la inversión en las áreas de mejora del servicio, reducción de costos, productividad de la fuerza laboral y eficiencia de los procesos.
- Ayudar a dar forma y dirigir los programas de renovación de activos.
- Seleccionar las mejores ubicaciones para instalar equipos de monitorización.
- Ayudar a determinar estrategias y programas de mantenimiento predictivo.
- Garantizar el cumplimiento de la normativa.

Más de 123 ingenieros de distribución en todo PHI están utilizando AGA.



#### **Burbank Water & Power**

Las aplicaciones de Sobrecarga de Activos y Visualización de Voltaje permiten de forma proactiva determinar la vida útil de los activos y hacer frente a los posibles problemas de voltaje, en la red de distribución de BWP [4][8], permitiéndoles:

- Eliminar las interrupciones en transformadores debidas a sobrecargas.
- Reducir el inventario de transformadores en un 20%.
- Mejorar la capacidad para asignar a cada centro de transformación el tamaño correcto de trafo.
- Visualizar y señalar problemas de voltaje reduciendo los tiempos de localización / reparación.
- Realizar cálculos precisos de envejecimiento de los transformadores, para una gestión predictiva.
- Calcular los costes de operación del transformador durante su vida útil.
- Tomar decisiones basadas en parámetros económicos.
- Cero interrupciones en transformadores en los picos de consumo de verano en varios años seguidos.

#### CONCLUSIÓN

Construir una base inteligente y sólida para gestionar una red de distribución de electricidad cada vez más distribuida, más limpia y más digital, permite a las compañías eléctricas ofrecer nuevos servicios a sus clientes. La inversión en contadores inteligentes es uno de los primeros pasos en la construcción de una infraestructura energética más inteligente.

A medida que las compañías eléctricas continúan gestionando, operando e invirtiendo en redes de distribución energía cada vez más digitales, el siguiente paso es mejorar la gestión de dichas redes y ofrecer nuevos servicios a los clientes sacando el máximo partido a las ingentes cantidades de datos generados por los dispositivos conectados a la red.

#### REFERENCIAS

- [1] Connaker, D, 2016, DER and Analytics, Minneapolis, Minnesota.
- [2] Radgowsky, J, 2018, Layered Intelligence: Architecture of a Smarter Grid, Richmond, Virginia.
- [3] Tripathy, P, 2017, Rethinking Asset Management: Evolving to Analytics-Driven Decisions, Alpharetta, Georgia.
- [4] https://www.befutureready.com/ezine-article/asset-management-analytics-dollars-accrue/ (5 octubre 2018)
- [5] http://eu.landisgyr.com/blog/pilot-project-on-advanced-grid-analytics-in-liechtenstein (5 octubre 2018)
- [6] https://www.landisgyr.com/news/pepco-holdings-contracts-landisgyr-enterprise-wide-grid-analytics-solution/ (5 octubre 2018)
- [7] https://www.statista.com/statistics/471264/iot-number-of-connected-devices-worldwide/ (5 octubre 2018)
- [8] https://youtu.be/0uB9Uy5dIGU (5 octubre 2018)



# CIBERSEGURIDAD EN COMUNICACIONES PARA ACTIVOS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO MÓVIL Y ESTÁTICO

Amparo Mocholí Munera, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

Dr. Julián Camilo Romero Chavarro, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

Pascual Mullor Ruiz, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

Julio César Díaz Cabrera, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

Dra. Marta García Pellicer, Directora, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

Resumen: Las comunicaciones para gestión de almacenamiento energético integrado en la red, tanto proveniente de movilidad (vehículos eléctricos) como del almacenamiento distribuido en media y baja tensión no están integradas en un estándar, sino bajo la adopción de distintos protocolos no estandarizados. Adicionalmente, la ciberseguridad de comunicaciones que permitan la gestión de almacenamiento energético distribuido como un nodo activo de la red no ha sido plenamente definida bajo un protocolo normalizado. El presente trabajo presenta una revisión de estándares y protocolos para comunicaciones con activos y sus mecanismos de ciberseguridad (OCPP, ISO/IEC 15118 y Blockchain) como un primer paso en la elaboración de una propuesta de un protocolo específico a seguir para la ciberseguridad de las comunicaciones de los ESS de las Smart Grids futuras.

Palabras clave: Digitalización, IoT, Ciberseguridad, Blockchain, OCPP, Almacenamiento, Vehículo Eléctrico

#### INTRODUCCIÓN

En materia de ciberseguridad en comunicaciones para sistemas eléctricos los niveles de protección actuales son bajos y se basan en una autenticación mediante certificado, o bien mediante usuario y contraseña. Esto es más acentuado en los casos concretos de recarga de vehículos eléctricos y gestión de almacenamiento distribuido. En este escenario, las redes de comunicaciones están expuestas a ciberataques de intrusión y suplantación de identidad, que pueden llevar a una gestión directa de los activos por parte del atacante. Las comunicaciones para gestión de almacenamiento energético integrado en la redno están completamente integradas en un estándar. Por una parte, se contempla su integración en diversos esfuerzos y grupos de trabajo de estandarización, como el TC69 de IEC, y por otra parte se encuentra en el mercado la adopción de distintos protocolos no estándares, como OCPP.

Por lo tanto, aunque sería preferible que las comunicaciones hicieran uso de estándares que aseguren la interoperabilidad, la realidad es que actualmente no hay un estándar definido para este fin. La Unión Europea, consciente de este problema, instó a las asociaciones de regulación y normalización europeas a poner en común los protocolos desarrollados y en estudio. Las asociaciones CEN/CENELEC/ETSI fundaron el grupo de coordinación en eMobility (EM-CG), que trabaja en la definición y unificación de estándares para electromovilidad y su integración en las redes inteligentes, asegurando la interoperabilidad y el uso de estándares abiertos de comunicaciones. Algunos de estos estándares, son el modelo de datos CIM (Common Information Model), descrito en el estándar IEC 61968, o el estándar para comunicaciones en subestaciones de energía eléctrica IEC 61850.

En 2009 un grupo de fabricantes y asociaciones constituyó la Open Charge Alliance (OCA), que hoy es una asociación internacional que incluye a desarrolladores y fabricantes de estaciones de recarga y que trabaja en el desarrollo y promoción de protocolos de comunicación abiertos. El protocolo OCPP está basado en servicios web, y describe los Casos de Uso para la gestión remota de estaciones de recarga, desde las pruebas de conectividad y estado del cargador, hasta la monitorización del estado de la recarga. Su última versión, la 2.0, OCPP incluye funcionalidades para el Smart Charging, con opciones de configuración flexible de distintas tarifas. La ciberseguridad en este tipo de comunicaciones se ha abordado recientemente, con la publicación de estándares como el IEC 62351, que describe medidas de ciberseguridad para comunicaciones en sistemas eléctricos de forma genérica, pero sin particularizar para las comunicaciones que permitan la gestión de almacenamiento energético distribuido como un nodo activo de la red, tanto en su vertiente móvil (el vehículo eléctrico), como en las soluciones estáticas (Schlegel et al., 2017).

Finalmente, las principales barreras para las comunicaciones ciberseguras para activos de almacenamiento energético vienen dadas por su condición de ser elementos distribuidos, que no tienen por qué pertenecer a una red privada de comunicaciones, y por tanto deben asegurar que la información intercambiada se realiza mediante un gestor de confianza, y no un intruso externo. La situación actual de estandarización también supone una barrera, pues no está claramente definida para este tipo de comunicaciones, ni tampoco aborda la ciberseguridad.



#### **CADENAT**

El planteamiento del proyecto *Ciberseguridad en comunicaciones con Activos de Nuevas aplicaciones de Almacenamiento energético para servicios Terciarios* (CAdeNAT) - actualmente en desarrollo gracias a la financiación recibida por el Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial (IVACE) y la Comisión Europea (mediante Fondos FEDER) -, consiste en investigar en los mecanismos actuales y tendencias en I+D a seguir para la integración en el sistema eléctrico de comunicaciones ciberseguras para cargadores de vehículos eléctricos y para integración de almacenamiento energético estático y distribuido, en forma de baterías. En concreto, la estructura que se plantea analizar a nivel de protocolos de información e intercambio de información se puede observar en la Fig. 1

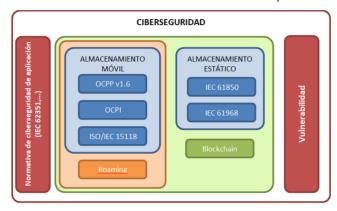


Figura 1. Diagrama de análisis de protocolos del CAdeNAT. Fuente: ITE.

Se presenta un análisis de los protocolos de seguridad existentes actualmente para dar soporte a las necesidades de ciberseguridad para los protocolos de comunicación más extendidas tanto para almacenamiento estático como móvil (a través de las baterías de los vehículos eléctricos). En el presente trabajo se analiza el impacto de los servicios auxiliares de *Roaming* y la tecnología *Blockchain* en la seguridad de las las transacciones comerciales de intercambio de energía a través de un mercado abierto al que pueda acceder cualquier usuario.

A modo de resumen, el objetivo general del proyecto se concreta en los siguientes objetivos específicos:

- Investigación del estado actual de estándares, protocolos y sus mecanismos de ciberseguridad para comunicaciones con activos y sus transacciones comerciales.
- Estado del arte en sistemas de detección de intrusiones (Intrusion Detection System) y en sistemas para restauración de la seguridad tras la detección de un ataque.
- Estudiar la integración de la tecnología *Blockchain* para hacer frente a las vulnerabilidades que existen en los servicios de Roaming tanto en terminos de ciberseguridad como en facilidad de implementación.
- Elaboración de un sistema propio de detección de intrusiones y restauración de la seguridad para las comunicaciones que tienen a través del protocolo de comunicación OCPP.

# ROAMING: INTEROPERABILIDAD EN TRANSACCIONES EN EL SECTOR ENERGÉTICO

En los últimos años, la implantación del vehículo eléctrico ha aumentado significativamente, no obstante su expansión se ha visto limitada en gran medida por la complejidad en el uso de la infraestructura de recarga. Aun así existen diversas compañías involucradas en el proceso de recarga (Fig. 2). En primer lugar, se encuentra el usuario, propietario del vehículo eléctrico. Cada usuario firma un contrato con un proveedor de los servicios de electromovilidad (EMSP) para poder realizar las recargas, autorizando a consultar sus datos personales cuando sea necesario. Por lo tanto el usuario sólo tiene contacto directo con su EMSP. Por otro lado, están los operadores de suministro de vehículos eléctricos (EVSEO), encargados de mantener y gestionar los equipos que conforman la infraestructura física de recarga, denominada EVSE. Por otro lado, las empresas EMSP poseen contratos que rigen el servicio de la recarga con sus clientes, que son los usuarios finales. El modelo de negocio habitual combina el papel de las EMSP y EVSEO en una única compañía llamada CSP (Charging Service Contract).



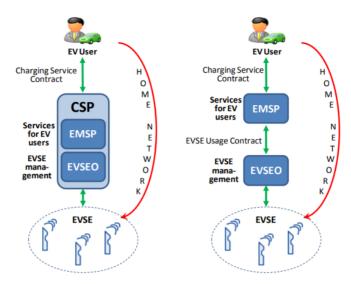


Figura 2. Esquema funcionamiento transacciones actuales en el mercado del VE. Fuente: ITE.

El creciente uso del vehículo eléctrico (VE) ha traído una situación contradictoria. Si bien es cierto que han aumentado los puntos de recarga en ciudades y carreteras, sólo serán accesibles los que pertenezcan a la red doméstica del usuario. La solución inmediata sería firmar contratos de servicio con el máximo número posible de EMSPs, pero esto implica un gran número de recibos e identificaciones. Por tanto, el futuro de la electromovilidad pasa por establecer la interoperabilidad entre las compañías que garantizan los servicios de recarga para alcanzar la interoperabilidad mencionada recurrirá través del roaming. La comunicación en la recarga implica un intercambio de información vulnerable, como la identidad del usuario, las características de la recarga, la factura, etc. Garantizar la seguridad y la privacidad de los datos es el objetivo principal de un sistema ICT robusto. Todos los datos relacionados con las sesiones de recarga se basan en los números de identificación de los usuarios, no en su información personal. En este sentido, se propone utilizar un protocolo sofisticado de recarga roaming de VE que preserve la privacidad del usuario. Para ello, durante el proceso de recarga, el usuario utiliza un pseudónimo de su vehículo (conocido sólo por su EMSP) y firma con su contraseña privada. Este protocolo protege la identidad del usuario respecto a otras EMSP y la ubicación donde se está produciendo la recarga respecto a su propia EMSP (Mustafa et al., 2014).

# BLOCKCHAIN COMO NUEVA FORMA DE GESTIONAR TRANSACCIONES ENERGÉTICAS

La tecnología Blockchain consiste en una plataforma virtual abierta y distribuida donde se realizan las transacciones económicas de distinta índole-entre los usuarios. Con esta tecnología se prescinde de los intermediarios representados por las entidades bancarias y se evoluciona hacia un sistema descentralizado donde los usuarios realizan los movimientos directamente. Las transacciones dejan de ser procesos opacos y pasan a ser información disponible por todos los usuarios, sin perder la confidencialidad. Por lo que Blockchain puede definirse como un gran libro de cuentas que contiene el historial de todas las operaciones realizadas desde su creación, organizadas en bloques y encriptadas por códigos de seguridad para que no se modifiquen de manera maliciosa (Fig. 3).

La utilidad de Blockchain no se reduce únicamente a las transacciones económicas, también se pueden llevar a cabo transacciones de otro tipo, como las energéticas. Otro concepto relacionado con esta tecnología son los contratos inteligentes, que son documentos disponibles en la plataforma que contienen las condiciones de un determinado contrato. La ventaja de estos contratos es que cuando se cumplan los requisitos especificados en el documento, blockchain ejecuta automáticamente los términos del contrato entre los participantes, por ejemplo el intercambio de energía. Aligerando el proceso y eliminando la existencia de impagos o fraudes (Aitzhan & Svetinovic, 2018)





Figura 3. Ejemplo de funcionamiento de BlockChain. Fuente: Financial Times.

Actualmente, Blockchain todavía presenta algunas limitaciones. En primer lugar, la legislación de los estados debe ajustarse al desarrollo de la tecnología y uniformizarse para todo el mundo. La descentralización del sistema conlleva que muchos usuarios estén intercambiando información y ejecutando algoritmos complejos al mismo tiempo, con lo cual se limita el número de transacciones y la velocidad de ejecución. En cuanto a la parcela de seguridad, los nombres privados de los usuarios pueden ser vulnerables ante los ciberataques. Además, la plataforma Blockchain no es del todo anónima, si bien es cierto que el nombre público no revela tu identidad, las transacciones son públicas y llegan a desvelar información confidencial. En resumen, las características principales de la tecnología Blockchain expuestas anteriormente, se pueden agrupar en los siguientes puntos:

- Red distribuida: cada usuario conforma un nodo y todos tienen los mismos privilegios.
- Transmisión directa entre usuarios: no existen intermediarios, las transacciones se hacen directamente entre los usuarios.
- Transparencia y pseudoanonimato: las transacciones se publican en el libro de cuentas con los nombres públicos de los usuarios.
- Registros inalterables: una vez se añade un bloque a la cadena, es prácticamente imposible modificar la información de las transacciones que contiene.
- Contratos inteligentes: contratos digitales que se ejecutan directamente cuando se cumplen las condiciones especificadas.

# Aplicación de Blockchain en el sector energético

La irrupción de la tecnología blockchain es una potente herramienta para facilitar la transición hacia las redes inteligentes. Una red inteligente se caracteriza por estar descentralizada, donde los usuarios pueden consumir y producir energía al mismo tiempo (prosumidores). Esto hace que el sistema tenga muchas dificultades para gestionarse desde un organismo central, como se hace actualmente. Además, en una red inteligente el flujo de información pasa a ser bidireccional a través de los contadores inteligentes y el vehículo eléctrico adopta un papel en el aplanamiento de la curva de demanda (Vehicle to Grid). Así pues, las oportunidades que ofrece la tecnología blockchain se adaptan perfectamente a las necesidades del sistema energético del futuro, - descentralizado, flexible, transparente y abierto -. En un mercado energético funcionando bajo la tecnología blockchain, la energía tendría un valor en tokens, los consumidores podrían intercambiar tokens por energía mediante transacciones. Los vehículos eléctricos podrían conectarse en puntos de recarga de otros usuarios pertenecientes a la red, sin necesitar de un organismo central que se encargue de operar el sistema, los intercambios de energía se harían sin intermediarios.

# PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN APLICADOS EN ALMACENAMIENTO ESTÁTICO Y DINÁMICO DE ENERGÍA

#### **IEC 61850**

En los últimos años, la tecnología de telecomunicaciones ha evolucionado a gran velocidad, permitiendo la automatización del sistema eléctrico dentro de las subestaciones. Debido a la necesidad de actualizar y unificar los conceptos relacionados con dicha automatización surgió la norma internacional IEC61850, en el seno del 57 Comité



Técnico de la Comisión Internacional de Electrotécnica destinado a la arquitectura de los sistemas eléctricos. El campo de aplicación principal de la norma son las comunicaciones entre los equipos de protección control y medida de una subestación. No obstante, también abarca los aspectos necesarios para diseñar, operar y mantener una subestación desde el punto de vista del control y la protección. A su vez, la norma permite unificar protocolos estandarizados y de propietarios, con el fin de asegurar la interoperabilidad entre fabricantes, lo cual supone un gran avance para la automatización de subestaciones.

#### **IEC61980**

La norma IEC 61980 se estructura en tres partes que abarcan distintos conceptos sobre la transmisión inalámbrica de energía (WPT) para vehículos eléctricos. La parte 1 incluye los requerimientos generales sobre los sistemas WPT destinados a vehículos eléctricos, presentando el contexto actual y algunas definiciones como eficiencia, seguridad eléctrica, compatibilidad electromagnética o campo electromagnético. La parte 2, todavía en desarrollo, expondrá los requerimientos específicos asociados a la comunicación entre vehículos eléctricos y los sistemas WPT. Finalmente la parte 3, también en desarrollo, tratará conceptos específicos del campo magnético que permite a los sistemas WPT llevar a cabo la transmisión de energía. Así mismo, se espera que futuras partes de esta seria de normas describan otras tecnologías sistemas de transmisión de potencia inalámbrica mediante campos eléctricos (EF-WPT) o sistemas de transmisión por microondas (MW-WPT)

#### ISO15118

La transferencia de información entre vehículo, estación de recarga y la red no ha recibido suficiente atención desde el aspecto de normalización. Esta comunicación es imprescindible para recargar en los momentos más económicos y optimizar así la utilización de los recursos energéticos. De esta manera, se podrán operar eficientemente los vehículos eléctricos con el objetivo de estabilizar la red mediante el concepto de Vehicle-to-grid. En este contexto, la norma ISO 15118 fue creada en 2013 para regir la comunicación entre los vehículos eléctricos, incluyendo vehículos eléctricos de batería y vehículos híbridos enchufables, y la infraestructura de suministro EVSE. Aunque la norma está pensada para aplicarse sobre VE de carretera, también se puede extrapolar a otros tipos de vehículos.

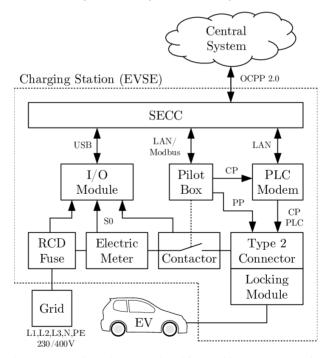


Figura 4. Protocolos de comunicación en la rcarga de vehículos eléctricos. Fuente: (Wellisch et al., 2015).



#### **OCPP**

El protocolo OCPP (Open Charge Point Protocol) se ocupa de la comunicación entre los puntos de recarga y el sistema central. El objetivo es determinar un procedimiento abierto y universal para que los puntos de suministro se comuniquen con el sistema central, independientemente de la comercializadora utilizada. Esto garantiza la interoperabilidad del proceso de recarga. Cabe destacar, que el protocolo OCPP no está reconocido a título de estándar por ninguna de las organizaciones oficiales como ANSI o ISO/IEC (Alcaraz et al., 2017).

La Fig. 4 muestra un resumen de los protocolos utilizados en el proceso de recarga. Como se puede observar, el OCPP se utiliza en la comunicación entre el operador del sistema y la estación de suministro, mientras que las normas ISO 15118 e IEC 61851 se sitúan entre la estación de suministro y el usuario final.

#### **CONCLUSIONES**

El presente trabajo ha realizado un primer análisis de los sistemas de seguridad asociados al Roaming y Blockchain donde se han definido las capacidades para facilitar las transacciones comerciales durante intercambio de energía en un mercado abierto y accesible a cualquier usuario

Por otro lado, se han identificado los protocolos de comunicación principales en aplicaciones tanto de almacenamiento estático como dinámico.

Ambos análisis establecen el marco de referencia sobre el que se va a trabajar en la definición de un protocolo específico a seguir para la ciberseguridad de las comunicaciones de los sistemas de almacenamiento energético de las nuevas generaciones de redes inteligentes.

#### **AGRADECIMIENTOS**

Los autores agradecen la contribución cofinanciado por el Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial (IVACE) y la Comisión Europea (a través de los Fondos para el Desarrollo de las Regiones Europeas - FEDER) por hacer posible el desarrollo del presente proyecto.

#### REFERENCIAS

- [1] Aitzhan, N. Z., & Svetinovic, D. 2018, "Security and privacy in decentralized energy trading through multisignatures, blockchain and anonymous messaging streams", IEEE Transactions on Dependable and Secure Computing, 15(5), 840-852.
- [2] Alcaraz, C., Lopez, J., & Wolthusen, S.; 2017, "OCPP protocol: Security threats and challenges", IEEE Transactions on Smart Grid, 8(5), 2452-2459.
- [3] Mustafa, M. A., Zhang, N., Kalogridis, G. & Z. Fan; 2014, "Roaming electric vehicle charging and billing: An anonymous multi-user protocol", IEEE International Conference on Smart Grid Communications, pp. 939-945.
- [4] Schlegel, R., Obermeier, S., & Schneider, J.; 2017, "A security evaluation of IEC 62351", Journal of Information Security and Applications, 34, p.p. 197-204.
- [5] Wellisch, D., Lenz, J., Faschingbauer, A., Pöschl, R., & Kunze, S.; 2015, "Vehicle-to-Grid AC Charging Station: An Approach for Smart Charging Development", IFAC-PapersOnLine, 48(4), 55-60.
- [6] https://www.ft.com/content/eb1f8256-7b4b-11e5-a1fe-567b37f80b64



# LLEGÓ BLOCKCHAIN AL SECTOR ENERGÉTICO - INTEGREMOS LA TRANSPARENCIA, TRAZABILIDAD, PARTICIPACIÓN Y SOSTENIBILIDAD EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Laura Ramos de Blas, Responsable de Marketing y Comunicación, Klenergy

Resumen: La transición energética habla de transparencia, de sostenibilidad, de democratización, trazabilidad, confianza y sostenibilidad. Ha llegado el momento de dar un paso más allá en la transición energética, vinculando la innovación tecnológica al sector energético aprovechando así las oportunidades que la tecnología nos brinda para un mayor desarrollo e impacto de este acorde a nuestra realidad, a los actuales patrones de consumo y relaciones sociales. Es por ello que ha llegado el momento de hablar el mismo idioma como empresas y organizaciones que persiguen responder a unas necesidades de productos y servicios adaptados al mercado y al planeta. Así es cómo la tecnología blockchain o cadena de bloques, ha llegado al sector energético incorporando los insights clave para hacer de la transición energética una verdadera revolución que va más allá del consumo, vinculando también a la producción y venta de energía en el planeta.

Palabras clave: Blockchain, Trazabilidad Energética, Energía Distribuida, Descentralización, Innovación Tecnológica, Transición Energética Ciudadana

# BLOCKCHAIN Y ENERGÍA: LLEGÓ EL MOMENTO DE GENERAR EL CAMBIO

La energía es probablemente uno de los recursos de mayor presencia en nuestras vidas y con mayor impacto intersectorial, que a la vez menor participación y apertura intrasectorial ha permitido a lo largo de la historia. El modo en que otros recursos, bienes y servicios se ofrecen y comercializan al público y/o usuarios, ha evolucionado acorde a las tendencias de consumo y usos, provocando cambios en las relaciones de las empresas con los clientes y usuarios, así como definiendo una nueva manera de diseñar productos y servicios acordes no solo a las necesidades y preferencias de los consumidores y usuarios, sino también contemplando el rol clave de las mismas como agente o actor responsable del impacto social y ambiental vinculado a su actividad.

Desde hace unos años, venimos escuchando de manera repetida y cada vez con más fuerza, cómo uno de los elementos clave en la transición energética es la tecnología. Se nos presenta una solución a modo de píldora catalizadora del cambio sin mayor requisito que su implantación.

Una fórmula transformadora por el mero hecho de operar entre factores.

Obviar el elemento humano en dicha fórmula, supone olvidar el elemento vivo, activo, promotor y actor del escenario a futuro al que deseamos llegar.

Si bien en otros sectores, venimos trabajando metodologías de diseño de productos y servicios que nos repiten y recuerdan la importancia de entender que en vez de poner las nuevas tecnologías en el centro de las personas, es clave poner a las personas en el centro de las tecnologías, el sector energético es uno de los mercados que menor desarrollo en este sentido ha experimentado, replicando patrones de desarrollo de servicios y productos históricamente e incorporando las nuevas tecnologías de manera casi testimonial, únicamente abriendo las puertas a facilitaciones en el ámbito comunicativo e informativo.

Partiendo del último estudio sobre las tendencias del consumidor energético publicado en 2017, confirmamos no sólo la evolución del consumidor energético hacia un perfil más preocupado, exigente, ocupado, emocional, digital, dispuesto o curioso, sino una creciente evolución de nuevos comers tales como la energía 100% verde, la transparencia con el cliente, empresas 100% digitales o el desarrollo de nuevos modelos de negocio.

Es por ello, que una correcta incorporación de las tecnologías y desarrollo de negocio en el sector energético, debe pasar por responder a los nuevos retos de consumo, integrar entre los insights de nuestros proyectos los nuevos comers e integrar con ellos los elementos que mejor definen los retos del nuevo modelo energético: la transparencia, la trazabilidad, la sostenibilidad y participación clave en la transición energética ciudadana.





Figura 1. "El consumidor energético actual" – Tendencias del consumidor energético 2017. Everis.

La irrupción del blockchain como innovación tecnológica en el sector energético, por tanto, no debe suponer únicamente una valía en sí por su incorporación al sector, sino que encuentra la verdadera innovación en el lugar que ocupa y transformación que inicia en el sector energético.

En ese sentido, el cruce entre los nuevos comers detectados para el sector energético, así como para las siete disrupciones tecnológicas que impulsarán la transición energética presentados recientemente por el IEEFA, supondría en sí la verdadera innovación, ya que colocarían en el epicentro de la transición energética a las personas, y colocando la innovación tecnológica como palanca de activación del cambio de modelo energético hacia un sistema más justo, transparente, participativo y sostenible.

El reto, es por tanto entender cómo incorporar las nuevas tecnologías a las metodologías para el diseño de servicios y productos que respondan a los insights detectados como oportunidades y necesidades claves para acelerar la transición energética. En este sentido, y escuchando las tendencias del consumidor energético, la transición energética se debe entender desde la digitalización, incorporando recursos locales y al consumidor final en el centro y foco del desarrollo de un escenario que promueva su participación en el mercado energético.

La tecnología blockchain o cadena de bloques, nos permite además, poner en dicho escenario otro de los valores de mayor importancia para el consumidor energético: la transparencia., entendida como la oportunidad de conocer en todo momento y con garantía absoluta, el recorrido y agentes implicados de todas las operaciones realizadas en cualquier intercambio.

Es un reto común a todas las organizaciones y empresas participantes en el sector energético, responder a cuestiones como:

- Diseñar escenarios de participación para los consumidores y usuarios, en los que estos puedan convertirse en agentes activos participantes en el mercado energético, respondiendo así a uno de los retos clave en la transición energética: la independencia de la red y la integración de la tecnología/software que lo facilite.
- Promover la cooperación entre agentes implicados en el sector energético (consumidores, prosumidores, comercializadoras, distribuidoras, inversores, etc.), que fomente el desarrollo de proyectos cooperativos en torno a las energías renovables.



- Facilite a los usuarios el acceso a sus datos a tiempo real, para permitir que éste tenga una mayor libertad y facilidad a la hora de contratar servicios energéticos, así como asegurar la seguridad y privacidad de sus datos.

# The **Seven Disruptions** of the Energy Transition

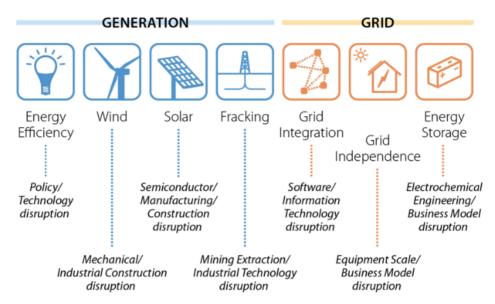


Figura 2. "The seven disruptions of energy transitions" – The Seven Technology Disruptions Driving the Global Energy Transition.

Gracias a la integración de la tecnología blockchain al sector energético desde una visión organizativa centrada en una transición energética ciudadana, es posible acelerar el cambio de modelo.

Es clave por tanto, no caer en la innovación basada únicamente en la integración blockchain al sector energético, sino en el diseño de nuevos patrones de relaciones que encuentren en dicha tecnología su mejor aliado.

Consumidores y prosumidores son el corazón de la transición energética. Ambos deben ser provistos de soluciones tecnológicas que le permitan elegir, conocer, participar en el mercado energético.

Las redes actuales deben facilitar el acceso de ambos actores al mercado manteniendo en todo momento los estándares de seguridad.

El reto se encuentra por tanto, en desarrollar una infraestructura tecnológica que permita la cooperación en el intercambio de datos que responda a las necesidades de transformación del sector energético, dando a los consumidores control total sobre sus datos energéticos, creando un mercado digital que permita el intercambio de recursos y servicios, para el impulso de una transición energética que integre la transparencia, la participación, seguridad y fomento de nuevos proyectos en torno a las renovables.

#### **REFERENCIAS**

- Madrid, Everis VV.AA. El consumidor energético 2017.
- Seth Feaster, The Seven Technology Disruptions Driving the Global Energy Transition. October 2018.



# VISUAL CPS: SISTEMA INTELIGENTE Y FLEXIBLE PARA LA MONITORIZACIÓN, CONTROL DE CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS Y AMBIENTALES EN ENTORNOS CON PERSONAS

Héctor Humanes, Personal Investigador, Universidad Politécnica de Madrid, CITSEM

Juan Garbajosa, Catedrático de Escuela Universitaria, Universidad Politécnica de Madrid, CITSEM- ETSISI

Jenifer Pérez, Profesor Contratado Doctor, Universidad Politécnica de Madrid, CITSEM- ETSISI

Jessica Díaz, Profesor Contratado Doctor, Universidad Politécnica de Madrid, CITSEM- ETSISI

Resumen: Visual CPS es un sistema que responde de forma inteligente a las necesidades de entornos IoT, siendo altamente flexible y personalizable apoyándose en la tecnología Cloud Computing, Visual CPS permite la monitorización y control de características energéticas y ambientales en entornos con personas, mediante planificadores que actúan sobre los actuadores y sensores de los sistemas hardware sobre los que actúa y monitoriza. Visual CPS está construida en base a una arquitectura de microservicios que soporta su sustitución para poder configurar la funcionalidad de sus componentes, la interfaz gráfica de usuario y las tecnologías de persistencia. De esta forma, permite configurarse en base a los requisitos individuales de cada cliente.

Palabras clave: Sistemas Ciberfísicos, IoT, Edificios, Eficiencia Energética, Monitorización, Actuación, Reglas Inteligencia, Cuasi Tiempo Real

#### INTRODUCCIÓN

Existe acuerdo en una idea muy simple: la necesaria gestión eficiente y optimizada de los recursos energéticos, y en concreto los de los espacios habitados. Ya no es tan simple cómo valorar la eficiencia, a día de hoy se requiere una actuación inmediata en base a esa valoración. Por ejemplo, podríamos asociar eficiencia a un consumo moderado y que al tiempo redundara en un confort apreciable por parte de las personas que habitan un espacio. Si este espacio se refiere a un conjunto de edificios, no a uno asilado, el problema con que nos encontramos no es simple de resolver, si se busca una solución escalable a varios edificios, y si además se pretende que el que el sistema resultante sea fácil de usar y tenga un coste contenido.

Este tipo de problemas encajan dentro de los denominados sistemas Cíber Físicos (CPS en terminología sajona) [1], [2]. En nuestro caso, un conjunto de sensores y actuadores orquestados bajo el paradigma de Cloud computing, nos permite abordar de una forma sistemática este problema entre sistemas distintos que se comunican a través de Internet. El paradigma Cloud nos facilita que la solución que desarrollemos para un edificio se pueda extender a otros varios, que constituyen sistemas independientes auto-gestionados que en terminología "cloud" denominaremos tenants [3][4][5]. Por otro lado, estos sistemas auto gestionados en términos de eficiencia energética se apoyan en la toma de decisiones, por ello para decidir variar una variable (temperatura, luminosidad, etc.) se apoyan en sistemas inteligentes con reglas.

Para dar soporte a estas necesidades, se ha desarrollado un sistema software llamado VisualCPS. El sistema desarrollado supone, por tanto, la creación de una plataforma de control de sensores desplegados en espacios cerrados (por ejemplos aulas o salas en edificios), que permitan ser operados y programados por personal de mantenimiento y con una formación muy similar a la que ya tenía antes de instalar el nuevo sistema. Para ello, se requiere de una interfaz gráfica asequible para el usuario no especializado en sistemas de estas características. Además, se ejercitan acciones sobre un conjunto de actuadores desplegados en los espacios cerrados en base a la información recogida por los sensores y a las políticas inteligentes programadas para dotar de un mejor servicio a los usuarios de cada edificio.

El resto de las secciones de este artículo se dedican a describir el sistema VisualCPS en la Universidad Politécnica de Madrid, así como los principios de diseño que guiaron su desarrollo. Para finalizar se introducen una serie de conclusiones.



#### VISUALCPS: FUNCIONALIDAD

La interfaz gráfica de VisualCPS supone el punto de entrada del operario a la aplicación. A través de ella se configuran todos los elementos que permiten definir reglas de monitorización y actuación dentro de la aplicación y se dan de alta los sensores físicos que proveen de información en tiempo real. A continuación, se muestran gráficamente las pantallas de la aplicación desarrollada, así como su funcionalidad dentro del sistema:

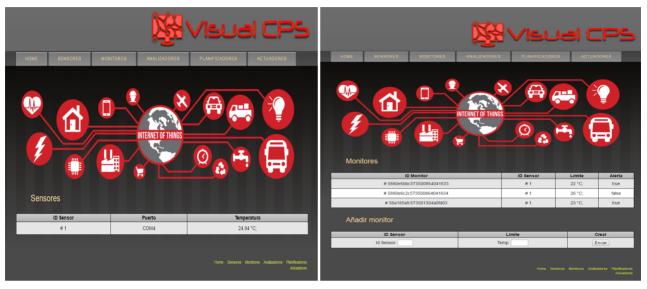


Figura 1. Gestión de sensores en Visual CPS.

Figura 2. Gestión de Monitores en visual CPS.

La sección de sensores muestra y permite dar de alta los sensores físicos que se usarán dentro de la plataforma (ver Figura 1). La interfaz muestra en forma de lista aquellos elementos propios de un sensor que resultan relevantes para el operario que se encuentre monitorizando el sistema. Estos elementos son: un número de identificación simple para el sensor, el puerto de comunicaciones por el que se comunica con la aplicación y el valor que está registrando en tiempo real. Esta sección de la interfaz refresca el contenido de la tabla cada dos segundos para mostrar la información más actualizada en todo momento. Asimismo, si se añadiese un sensor dentro de la aplicación, este aparecería en la tabla a los pocos segundos.

En concreto, la Figura 1 muestra la creación en VisualCPS de una de las motas sensoras (ver Figura 6) utilizadas. En particular, esta mota sensora está monitorizando una temperatura en un aula de 25.95ºC de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sistemas Informáticos de la Universidad Politécnica de Madrid, donde se realizó un piloto.

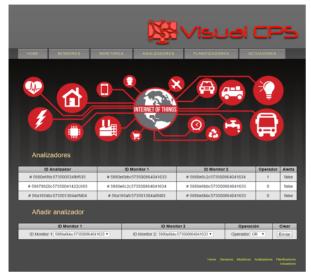
VisualCPS permite dar de alta elementos que controlan los valores que arrojan los sensores físicos y emiten alertas si los valores sobrepasan cierta cota establecida por el operador a modo de regla de comportamiento del sistema (ver Figura 2). Estos elementos son denominados monitores. La interfaz muestra los monitores existentes en el sistema dentro de una lista con información relevante para el operario. Esta información incluye un ID único por cada uno de los monitores, el ID del sensor que están monitorizando, el límite máximo establecido para la medida y su estado actual de alerta. Si un monitor detecta que el valor que está monitorizando supera su umbral establecido entra en estado de alerta y se refleja en la IGU. Los valores son actualizados automáticamente.

Además, esta sección también dispone de un formulario para que el operador pueda dar de alta aquellos monitores que precise, así como sus reglas de alerta. Una vez que se ha rellenado el formulario con el ID de sensor y el límite a monitorizar se pulsa el botón "Enviar" y pocos segundos después se puede ver como el nuevo monitor se añade a la lista. La Figura 2 muestra la creación en VisualCPS de un monitor de temperatura para realizar un control del exceso de temperatura. En particular, la mota sensora está registrando una temperatura de 25.95°C dentro del aula, por lo que la alerta del monitor de límite 22°C se ha disparado, no así las alertas de los monitores de 25°C o la de 99°C.

VisualCPS permite dar de alta elementos que permiten aplicar reglas de comportamiento complejas mediante operadores lógicos AND y OR sobre los valores de las alertas de dos monitores ya dados de alta en la plataforma (ver



Figura 3). Esos elementos son denominados analizadores. De esta manera es posible construir reglas más elaboradas para tratar de representar situaciones de alerta del mundo real de una forma más precisa. La información sobre los analizadores ya dados de alta en la plataforma se muestra en una tabla en la que aparece el ID del analizador, los ID de los dos monitores que lleva asociados, el operador lógico que aplican sobre el valor de las alertas de monitores para determinar si el analizador entra en alerta y por último el valor de alerta del analizador. La información de la lista de analizadores es refrescada cada dos segundos para que el operario tenga la información del sistema en cuasi tiempo real.



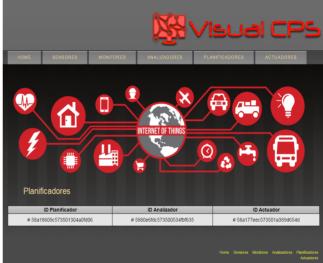


Figura 3. Gestión de Analizadores en VisualCPS.

Figura 4. Gestión de Planificadores de VisualCPS.

El operador se representa mediante un valor binario, siendo 1 el valor correspondiente a la operación AND y 0 el valor correspondiente a la operación OR. Este operador lógico actúa de la siguiente manera:

- Si el valor lógico es AND, ambos monitores deben haber recibido medidas procedentes de los sensores que superen su valor máximo para que el analizador entre en estado de alerta.
- Si el valor lógico es OR, al menos uno de los monitores debe haber recibido medidas procedentes del sensor que supere su valor máximo para que el analizador entre en estado de alerta.

Asimismo, es posible dar de alta nuevos analizadores para el sistema. Este contiene elementos desplegables con los que es posible seleccionar los dos monitores y el operador lógico y un botón "Enviar" con el que finalmente pasan a aparecer en la lista si la inserción ha sido satisfactoria (ver Figura 3).

En la Figura 3 se puede apreciar cómo se han creado tres analizadores. Por ejemplo, el primero se ha creado con el objetivo de introducir una regla compleja en la aplicación que represente la comprobación del control del defecto de temperatura, de forma que engloba dos monitores, estando tan solo uno de ellos en alerta, por lo que analizador no entra en estado de alerta al haber establecido AND como operador lógico.

VisualCPS permite conectar un analizador con un actuador para constituir la unión lógica entre una monitorización del mundo físico y una actuación sobre este en respuesta a una alerta (ver Figura 4). Esta conexión se presenta como un elemento en la herramienta llamado planificador. La IGU muestra todos los planificadores dados de alta en la aplicación, así como los ID de los analizadores y actuadores asociados a cada planificador.

En la figura 4 se puede observar la creación de un planificador que permite unir, por ejemplo, las reglas de comprobación de presencia humana con el actuador correspondiente al encendido del sistema de calefacción.

La sección de actuadores muestra y permite dar de alta elementos que representan las acciones que se ejecutarán en el mundo físico (ver Figura 5). La interfaz muestra los actuadores que se encuentran dados de alta en el sistema junto con información relevante sobre ellos como el ID del actuador, la URL del API del actuador físico y el valor que se debe suministrar como actuación. Los valores de la tabla son refrescados automáticamente cada dos segundos.



Además, VisualCPS permite dar de alta nuevos actuadores dentro de la aplicación. Para ello se introduce un ID, la URL del actuador y el valor a aplicar y se pulsa en el botón "Enviar". Si la inserción ha sido correcta aparecerá en la lista de actuadores en pocos segundos. Siguiendo con el ejemplo de los planificadores, en la Figura 5 se puede observar cómo se ha creado el actuador responsable de encender la calefacción.



Humedad: 30,00%
Temp: 24,60°C
Luminosidad: 85%
IP: 192.168.156.202

Figura 5. Gestión de actuadores de VisualCPS.

Figura 6. Mota sensora.

# **VISUALCPS: CONFIGURACIÓN Y HARDWARE**

VisualCPS requiere para funcionar su conexión con el medio físico a monitorizar y sobre el que actuar. Para ello es necesario el despliegue una serie de sensores que proveerán a la plataforma de información en tiempo real y de unos actuadores que sean capaces de actuar sobre el medio físico recibiendo órdenes de la plataforma. Para lanzar un piloto de demostración se ha diseñado una mota sensora que provee de toda esta funcionalidad empaquetada en un solo elemento. Como se puede observar en la Figura 6, la mota se encuentra desarrollada en forma de prototipo.

La mota sensora está construida empleando electrónica de fácil acceso para el público general en aras de hacerla accesible para cualquier persona que deseara replicarla. Los elementos más importantes de la mota sensora son los siguientes:

- Arduino UNO [6]: Constituye uno de los núcleos de proceso de la mota sensora. Es parte hardware encargada de recibir las señales de los distintos sensores de la mota e interpretar los voltajes para transformarlos en datos entendibles por las personas. Otra de sus funciones es la de mostrar la información en tiempo real en la pantalla LCD, así como la configuración de red que posee la mota cuando se conecta a una red Wifi (Figura 7).



Figura 7. Arduino UNO.



Figura 8. Adafruit ESP-8266 Huzzah.



Figura 9. Adafruit ESP-8266 Huzzah.



Figura 10. Fotoresistencia.



- Adafruit ESP-8266 Huzzah [7]: Constituye el otro núcleo de proceso de la mota sensora. Entre sus capacidades está la de dotar a la mota de conectividad inalámbrica mediante Wifi. Este componente está en comunicación permanente con el módulo Arduino para transmitirle los datos de red en cuando establece una conexión con una red inalámbrica. Además, una vez establecida una conexión, permanece a la escucha de la información de los sensores que le proporciona Arduino para transmitirla a la plataforma (Figura 8).
- Sensor de temperatura y humedad DHT22 [8]: Este sensor analógico proporciona información acerca de la temperatura y humedad. Es lo suficientemente preciso como para tener cabida en nuestro proyecto, pues posee una precisión de ±0,5°C y ±2% de humedad (Figura 9).
- Fotorresistencia: Este elemento es el encargado de medir las condiciones lumínicas del entorno. Antes de enviar su resultado a la plataforma se le aplica una función de transformación sobre los valores leídos que tiene como resultado una medida porcentual de la luminosidad existente en la sala. De esta manera los resultados que arroja son fácilmente entendibles por el público general (Figura 10).

Todos estos elementos son controlados por los dos microcontroladores antes descritos. Se han desarrollado dos pequeños programas escritos en lenguaje C mediante el entorno de programación Arduino IDE [6]. Estos programas se ejecutan en los dos módulos de proceso y son independientes uno de otro. Se ha optado por un intercambio de datos mediante JSON [9].

#### ARQUITECTURA VISUALCPS

Visual CPS es una herramienta en la nube que permite la monitorización, control y actuación de sistemas ciber-físicos, soportando capacidades de variabilidad y multitenencia [3][4][5]. Se ha escogido Cloud como el medio de despliegue y la plataforma de desarrollo GPaaS [10]. Finalmente, VisualCPS implementa una arquitectura orientada a microservicios [2], empleando el patrón de diseño MVC (modelo-vista-controlador) [12].

La arquitectura sigue el patrón MVC gracias al uso del framework de desarrollo Spring con sus módulos Web MVC y Spring Boot. Dentro Spring Web MVC se ha introducido un componente externo en la implementación, Thymeleaf [14]. Las páginas HTML resultantes actúan como IGU (Interfaz Gráfica de Usuario) de la aplicación, por las cuales navegan los usuarios y proporcionan órdenes a la plataforma.

En lo que respecta a la persistencia se ha optado por el uso de MongoDB como BD. MongoDB es una base datos orientada a documentos que se encuentra categorizada entre las llamadas NoSQL [15]. Según sus desarrolladores este producto está pensado para proporcionar rapidez y amplia escalabilidad del sistema, lo cual coincide con las necesidades y características de VisualCPS. Por este motivo se ha seleccionado MongoDB como sistema de BD para los mecanismos de persistencia de la aplicación.

La capa de persistencia se ha implementado utilizando las capacidades de Spring Boot en lo que respecta al manejo de drivers de comunicación con los distintos SGBS (Sistemas Gestores de Bases de Datos). Este framework permite instanciar de manera casi automática clases Java que interactúen con BBDD para proporcionar una funcionalidad outof-the-box de conexión, inserción, eliminación, modificación y búsqueda de datos en la BD. La aplicación se encuentra desplegada sobre la plataforma GPaaS, plataforma de Indra (Minsait), y más concretamente sobre su servidor de aplicaciones GAppServer. Esta plataforma otorga la capacidad de desplegar la aplicación en un contenedor de aplicaciones, que pueden ser replicadas a través de la creación de varios tenant. También puede modificar estos tenants en el momento de su despliegue, dotando a la aplicación de variabilidad tanto interna como externa.

#### CONCLUSIONES

La plataforma GPaaS se encuentra desplegada sobre la infraestructura del proveedor Cloud Microsoft Azure [13]. De esta manera, gracias a los mecanismos de autoprovisionamiento de recursos con independencia del proveedor Cloud que posee GPaaS, es posible escalar la aplicación en cuestión de segundos de forma automática.

En lo que respecta a la aplicación VisualCPS, en su primera versión, cada uno de los componentes se han programado para que puedan actuar como microservicios individuales (sensorización, monitorización, análisis, planificación y actuación) mediante una ApiRest que sirva de interfaz de comunicación.



#### **AGRADECIMIENTOS**

El trabajo desarrollado ha sido posible gracias a la financiación parcial de MESC (DPI2013-47450-C2-2-R), CPSELabs (EU Horizon 2020), CROWDsensing (TIN2016-79726-C2-1-R) y colaboración de Minsait (by Indra).

#### **REFERENCIAS**

- [1] Ragunathan (Raj) Rajkumar, Dionisio de Niz, Mark H. Klein, Cyber-Physical Systems (SEI Series in Software Engineering), Addison-Wesley, January 2017.
- [2] Dietmar P.F. Möller, Guide to Computing Fundamentals in Cyber-Physical Systems: Concepts, Design Methods, and Applications, Computer Communications and Networks, Springer, 1617-7975, 2016
- [3] Bezemer, C., Zaidman, A.: Multi-tenant SaaS applications: maintenance dream or nightmare? Int. Workshop on Principles of Software Evolution (IWPSE), pp. 88–92. ACM, NY 2010.
- [4] Bezemer, C., Zaidman, A., 2010. Challenges of reengi-neering into multitenant SaaS applications. Technical Report of Delft Uni. of Technology, TUD-SERG-2010-012, 2010
- [5] Fehling, C., Leymann, F., Mietzner, R., 2010: A framework for optimized distribution of tenants in cloud applications. IEEE 3rd Int. Conference on, Cloud Computing (CLOUD), 2010, pp. 252-259
- [6] Arduino IDE. https://www.arduino.cc/en/Guide/HomePage
- [7] Adafruit ESP8266 Huzzah. https://www.adafruit.com/product/2471
- [8] Digital-output relative humidity & temperature sensor/module DHT22. https://www.sparkfun.com/datasheets/Sensors/Temperature/DHT22.pdf
- [9] JSON. https://si.ua.es/es/documentacion/mootools/documentos/pdf/json.pdf
- [10] Rios A., Paraire. J, Valencia A.M., GPaaS White Paper, Cloud Expert Centre, Minsait, Indra, 2015. http://www.gnubila.com/
- [11] Microservices, a definition of this new architectural term. M. Fowler. https://martinfowler.com/articles/microservices.html
- [12] Head First Design Patterns, Eric Freeman, Elisabeth Robson, Bert Bates, Kathy Sierra, 2004.
- [13] Microsoft Azure. https://azure.microsoft.com/es-es/
- [14] Thymeleaf. http://www.thymeleaf.org/
- [15] NoSQL Databases. Christof Strauch. University Hochschule der Medien, Stuttgart (Stuttgart Media University). http://www.christof-strauch.de/nosqldbs.pdf



# ¿HACIA UNA "UBERIZACIÓN" DEL NEGOCIO ELÉCTRICO?

Antonio Higuera, Smart Grids Consultant, Ikusi

**Resumen:** La digitalización aplica a todos los ámbitos, también en el negocio eléctrico. Es el fenómeno subyacente de la transición energética, y entender mejor este fenómeno es acercarse más certeramente a la transición. Los cambios en la cadena de valor hacia el consumidor que vemos en otros sectores ya los vislumbramos en el eléctrico y con ello, la aparición de nuevos actores capaces de proporcionar valor en ecosistemas complejos. La flexibilidad aparece como la solución a la estabilidad de la red y las plataformas como la forma de encauzar la complejidad. En este incierto panorama, los agentes del sector, especialmente los tradicionales, deben usar el arma más antigua y potente: la estrategia.

Palabras clave: Digitalizacion, Plataforma, Uberización, Edad Digital, Transición Energética, Blockchain, IT

### INTRODUCCIÓN

"Lo único permanente es el cambio" decía Albert Einstein. Bill Gates siempre dice que los efectos de la tecnología se sobrevaloran en el corto plazo y se infravaloran al largo. Los cambios nos producen desasosiego, preferiríamos un mundo seguro e inmóvil. Por desgracia esto no es posible. En el panorama del sector eléctrico vemos como una avalancha de nuevas empresas, servicios sofisticados, algoritmos, dispositivos, pruebas de concepto, datos, nuevas regulaciones y mercados, nuevos recursos distribuidos, plataformas y más, desborda toda capacidad de asimilación ordenada, sobre todo para organizaciones que han operado tradicionalmente en el sector.

Lo que sigue en el texto es un intento de dar sentido a esa avalancha desde la perspectiva de la transformación digital como fenómeno emergente y global. Seguramente hay otras perspectivas, muchos dirán que la regulación —y los objetivos de descarbonización- diseñarán los cambios en el sector. Mi opinión es que la regulación podrá acelerar o retardar los cambios, podrá favorecer ciertas actividades sobre otras, pero el fenómeno subyacente, la digitalización, es global y no imagino el sector eléctrico al margen de otros para siempre.

# DE LAS SMART GRIDS A LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Desde hace décadas los cambios en el sector eléctrico han sido mínimos. Los agentes que operan en el sector a la hora de establecer sus estrategias, daban por sentado dos premisas: el modelo de negocio está dado y la competencia -allá donde la haya- se produce en mercados donde los cambios son menores [1]. Incluso con la llegada de las tecnologías Smart Grids (¡hace ya una década!), pocos cambios significativos en cuanto a los modelos de negocio se han producido, hemos asistido más bien a una optimización de los mismos. Factores ambientales (acuerdos de París), regulatorios (Paquete de Invierno y otros), la electrificación de la movilidad, factores tecnológicos, mercantiles y la simple observación de la realidad nos indican que algo está cambiando.

Además, resulta interesante analizar lo que está ocurriendo en otros sectores porque ¿debería ser el sector eléctrico algo especial y no homologable en los paradigmas actuales? Creo que no. Todo ello nos lleva a pensar que estamos en una transición ("la transición energética") hacia un modelo cualitativamente diferente de ordenación del sector basado en las 3D: descarbonización, descentralización y digitalización.

Debemos admitir como punto de partida la imposibilidad de predecir el futuro del sector por su naturaleza compleja, en el sentido físico del término, las estructuras emergentes que pueden aparecer son impredecibles por mucho que nos bombardeen con mensajes "marketinianos" algunos, y otros nos planteen mundos cibernéticos dominados por robots en un par de décadas. Este hecho no es óbice para analizar los cambios y cómo estos afectan a nuestras organizaciones y determinar qué acciones debemos tomar, es más, no hacerlo sería una irresponsabilidad. Preguntas como las que siguen deben de estar en la agenda de todas las organizaciones que participan de una u otra manera en el sector eléctrico: ¿Qué hacer ante un panorama tan inseguro? ¿Cómo me afecta? ¿Podemos plantearnos algún escenario probable? ¿Cómo encaro la innovación? ¿Cómo dar los primeros pasos en la transición de forma segura?

#### TRATANDO DE ENTENDER LA DIMENSIÓN DIGITAL

Me gusta como sustancia José María Fuster [1] el concepto de digitalización, él defiende que en la actualidad está emergiendo una quinta dimensión virtual que se añade a las tradicionales espacio-tiempo, esto está dando lugar a la Edad Digital que reemplaza a la Edad Industrial. Los procesos de negocio que tradicionalmente transitaban por el espacio-tiempo ahora también transitan también por la dimensión virtual: se generan nuevos procesos de negocio.



Cuando hablamos de Digital nos referimos a un fenómeno global, masivo, social, económico y de negocio creado por un número cada vez mayor de Tecnologías: Internet, cloud computing, smartphones, IoT, big data, machine learning (AI), realidad virtual, realidad aumentada, plataformas, todo ello en un entorno hiper-conectado.

"La perspectiva sistémica, como un todo, es la que se aplica para justificar que el mundo considerado como sistema se está transformando en una nueva realidad que incluye una nueva dimensión de naturaleza digital; este hecho exige repensarlo desde una nueva totalidad aún no visible completamente pues está en proceso de creación acelerada."

Del documento que se incluye en las referencias rescato algunas características que se vislumbran en esta nueva realidad y que pueden ser interesantes en la transformación del sector eléctrico:

- "Se trata de un fenómeno global", los cambios son más rápidos que en el pasado, esto incluye escenarios disruptivos (por el efecto red) capaces de dejar fuera de mercado a muchas organizaciones
- "Se trata de un fenómeno emergente, por tanto, los modelos predictivos tradicionales no funcionan, sin embargo, los principios básicos de estrategia basados en la naturaleza humana siguen vigentes".
- "Vuelta a modelos clásicos de liderazgo basados en conocimientos de amplio espectro que huyan de simplificaciones basadas en la hiper-especialización"
- Se produce un giro copernicano: desde el dato se articulan los procesos, antes se diseñaban los procesos y buscábamos los datos necesarios. Ya no hay problemas definidos, son difusos: se establecen metodologías flexibles y ágiles. IT es negocio, negocio es IT.
- "La dimensión digital está sujeta al tiempo y a condicionantes físicos", sin embargo, la fricción es muy pequeña ya que se fundamentan en capas lógicas de software.

# HACIA DÓNDE SE ESTÁ DESPLAZANDO EL VALOR EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Una de las características de esta nueva Edad Digital es la capacidad de los clientes -en general los individuos- de contar con más opciones y control, las nuevas tecnologías reconfiguran las estructuras tradicionales. En el sector eléctrico, la estructura tradicional es unidireccional desde la generación hasta el consumo. Este proceso, a su vez, alimenta una innovación exponencial (no lineal por el efecto red). Esto lo estamos viviendo en otros sectores: media, finanzas, etc. La tecnología ayuda al empoderamiento de las personas, motor de la economía digital. No entraremos aquí en los factores negativos que también los hay, como casi todo en la vida.

Esta característica se está empezando a observar en el sector eléctrico, el valor está pasando de la generación-transmisión-distribución al propio usuario o prosumidor. Este efecto se multiplica en la medida que los recursos distribuidos aumentan provocado por los avances tecnológicos en generación fotovoltaica, almacenamiento y tecnologías de la información. Adicionalmente, el efecto red hay que tenerlo muy en cuenta en la aparición de servicios disruptivos en este entorno. Micro-redes, mercados locales de intercambio de energía, vitual power plants, son algunos de los conceptos que aparecen por valorar en su conjunto los recursos distribuidos. No serán los únicos, se abre un abanico de posibilidades, de servicios de valor añadido que seguramente ni imaginamos hoy.

¿Cómo construiría un sistema eléctrico si tuviera que empezar de cero? Ya no está tan claro. El caso de Puerto Rico es un ejemplo. Parece que mientras los grandes flujos de energía desde los centros de generación tenderán a disminuir, en la periferia aumentarán drásticamente. En la Era Digital las economías de escala basadas en grandes producciones centralizadas están cambiando hacia nuevos conceptos de economías "colaborativas" (no necesariamente en el sentido altruista que también) sustanciadas en plataformas.

Esto dará mucho que pensar a los actores tradicionales como las utilities y sus proveedores de activos. Deben de reflexionar cómo aprovechar las oportunidades de la transición en un entorno donde sus ingresos (también procesos, organización, todo) provienen de concepciones tradicionales de la red eléctrica [2]. Alguno utiliza la metáfora de "cambiar el motor del avión en pleno vuelo". General Electric (GE) es un caso paradigmático, su valor no deja de bajar, se había propuesto como el líder industrial de la revolución digital. Debería haber sido un jugador importante añadiendo sensores a todos sus activos y generando inteligencia de los datos con software. El sucesor de Immelt (mandamás cesado), John Flannery, no se está alejando de esta estrategia digital de GE, pero está reduciendo sus aspiraciones en software. Los tiempos son críticos, puede que sobrevaloremos los cambios a corto plazo como dice Gates y debamos de cambiar el motor pieza a pieza.



#### UN SÍMIL PARA SEGUIR LA HISTORIA

¿Pudiera ser todo esto un bluf, un marketing bien urdido? La realidad es que, desde la perspectiva de un consumidor de energía eléctrica, apenas se observan cambios que no sean subidas en el precio. Si los procesos de digitalización son globales veamos qué ocurre en otros ámbitos, quizá nos pudiera dar una idea de lo que nos espera en el sector. Veamos la movilidad vial sobre infraestructura de carreteras. En este escanario, una persona podría elegir entre proveerse el servicio con su vehículo particular o acudir a un servicio público, normalmente más masivo (metro, autobús). Parece claro que en el primer caso hay un problema de eficiencia, de vehículos con un solo ocupante o infrautilizados, la mayor parte del tiempo parados. Es aquí donde aparecen las plataformas con algoritmos ultra eficientes.

La generación eléctrica para uso propio o autoconsumo es cada vez más interesante y es previsible que se generalice en un futuro próximo, ya lo está haciendo en algunos países. Pero no solo es la accesibilidad a sistemas de generación de energía para autoconsumo sino también la capacidad de poder gestionar la demanda. Entonces ¿por qué no poner a disposición de las plataformas esos activos para que puedan ser gestionados eficazmente? El resultado es poner en valor mis recursos tal y como lo haría con mi vehículo en una plataforma como Blablacar (o Uber o tantos otros que siguen este modelo) o mi apartamento en Airbnb. Muchos otros modelos probalemente están por venir.

Es interesante observar que eventualmente el negocio eléctrico no es especial con respecto a otros y la digitalización y la aparición de nuevos modelos de negocio pudiera aplicar de igual manera. Se podría aducir que la red eléctrica es una infraestructura estratégica y la energía un bien básico, pero ¿acaso no es estratégica la infraestructura de carreteras y la movilidad básica? Claro, tiene sus peculiaridades, vamos a verlas a continuación.

#### GENERACIÓN = CONSUMO

La red eléctrica está considerada como la máquina más grande desplegada por el hombre. La gestión de la máquina se basa en mantener girando esta 50 veces por segundo, dicho de otra forma, la generación debe seguir a la demanda de energía en cada momento, esto no es exactamente así en el símil anterior (se admiten atascos de vehículos, no de electrones). Esto plantea unos retos que en el modelo actual de generación unidireccional están bastante controlados a través de los "ancillary services", de hecho, la red eléctrica se planificó y construyó siguiendo modelos unidireccionales. La pregunta es ¿qué ocurriría si muchos somos generadores y consumidores? ¿Está la red eléctrica preparada para este modelo? Todo esto, además, en un entorno de creciente demanda eléctrica ¿Tendremos que cambiar la red? La clave es la flexibilidad.

Flexibilidad es la capacidad de cambiar el comportamiento todos los agentes y activos del sistema eléctrico para poder adaptarse a unas circunstancias determinadas y mantener el sistema estable y eficiente. Flexibilidad en todos los niveles: generación a gran escala (aquí ya existe), red eléctrica (de transmisión y distribución) y recursos distribuidos incluida la demanda. Aparece una nueva forma de valor que puede ser capturada por las ultraeficientes plataformas. Es curioso observar como el concepto de flexibilidad aparece en todos los ámbitos (sociales, políticos, económicos) relacionados con la digitalización. La Flexibilidad es clave en el modelo de transición del sector eléctrico, es un valor, los mercados deberán reflejarlo así. Cómo proporcionar flexibilidad: en el batiburrillo eléctrico.

# LAS OPORTUNIDADES EN EL BATIBURRILLO ELÉCTRICO

Todo nos lleva al batiburrillo eléctrico: una combinación de hardware y activos físicos, software, productos y servicios, y actores en red [2]. Y un problema: mantener estable el batiburrillo.

Actores tradicionales como los TSO o DSO (¿quizá cambiando sus funciones?), actores nuevos aprovechando los espacios que emergen en la dimensión digital. Nuevos activos distribuidos que posibilitan nuevos servicios y desde luego una multitud de dispositivos y sensores que generan una ingente cantidad de datos, materia prima de las plataformas.

En este entorno es previsible que emerjan servicios sofisticados de gestión de energía para residencial y empresa, estos incluyen la venta de productos, el desarrollo de relaciones, la facilitación del acceso a ofertas de terceros, la colaboración, la eficiencia, la agregación de recursos distribuidos. También los relacionados con el balance del sistema eléctrico, la estabilidad, la flexibilidad y la resiliencia. Existen distintas opiniones acerca de lo que constituye un servicio básico versus servicio de valor añadido, también quién debería de proporcionarlo (utilities, terceros o ambos), en qué condiciones, así como de qué manera participan del mantenimiento de la red eléctrica. Son solo cuestiones técnicas



no problemas de fondo. La regulación debería abordar estas cuestiones con el objetivo de crear un terreno abonado para las organizaciones capaces de crear valor.

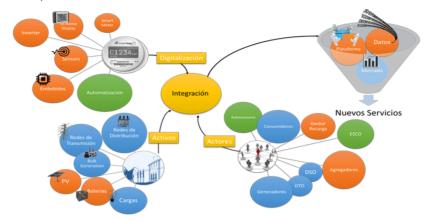


Figura 1. El batiburrillo eléctrico.

La mentalidad cambia radicalmente con lo acostumbrado en el sector durante décadas, la flexibilidad (otra vez) de las organizaciones será clave para prosperar en un entorno cambiante, lo que es negocio hoy quizá mañana no lo sea. Cómo manejar la innovación dentro de las organizaciones para adaptarse a este entorno se muestra como una actividad estratégica. Seguramente las organizaciones de carácter tecnológico tengan mucho que decir.

En los próximos años veremos como se generalizan servicios como los que se enumeran más abajo. No hay foro en el sector que de una manera u otra no se ocupe de ellos. Interesante será ver de los que no se ocupa, aquellos servicios que están por emerger en los próximos años:

- Servicios de recursos de energía distribuida (DER) que abordan integralmente las distintas opciones de eficiencia energética, respuesta a la demanda, generación distribuida y almacenamiento de energía
- Servicios relacionados con el vehículo eléctrico (EV), la gestión de estaciones de recarga, gestión de flotas o el uso de EV como almacenamiento
- Microgrids
- Agregación de DER y participación en los mercados eléctricos
- Servicios especiales de calidad en la entrega de energía

# LA ECONOMÍA DE PLATAFORMAS

Impulsada por la disrupción tecnológica, observamos como se está conformando una nueva forma de concebir las relaciones económicas: la economía de plataformas. Este es el modelo de negocio de la revolución digital [3]. Las plataformas reformulan los procesos de negocio en la dimensión digital con las siguientes características:

- Integrar todos los pasos entre la producción y el consumo en una entidad lógica
- Convertir los productos en servicios y estos en experiencias
- Los datos como materia prima para establecer modelos ultra eficientes.
- La confianza es el éxito de una plataforma. La confianza es el activo más valioso.

Embebidos en la transición, observamos como una miríada de plataformas emerge ante nosotros: plataformas cloud (AWS, Salesforce, Google) que parten del mundo físico y añaden capas lógicas que ofrecen como servicios. Plataformas virtuales o *lean platform* (Airbnb, Uber), que captan la cadena de valor con ausencia de activos físicos, la fricción es mínima y ocasionas con los agentes tradicionales. Plataformas sociales (Facebook, Google, Twiter), las *two-sided platforms*, uno de los lados se encarga de la captación masiva de usuarios que perciben valor en los servicios y actúan como suministradores de datos, mientras que, al otro lado, acceden clientes que pagan por recibir servicios y/o información que mejoren sus procesos de negocio. Plataformas de productos (Spotify, HBO, Netflix, Amazon) que transforman productos tradicionales en servicios. Plataformas industriales (GE, Siemens), que con conceptos como "digital twin" intentan trasladar los procesos industriales a la dimensión digital.



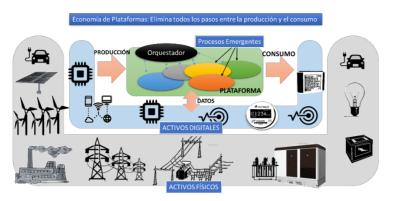


Figura 2. Plataformas energía eléctrica.

Pocas plataformas han irrumpido en el sector eléctrico, las vemos más en gestión energética de infraestructuras (EMS), es de esperar que en los próximos años se generalicen —con sus diferentes modelos de negocio- en la medida que lo hagan servicios de valor añadido, la flexibilidad y la transformación de las *utilities*. De cómo evolucionarán éstas, si lo harán a cuasi-monopolios como en otros sectores, de cómo colaborarán entre ellas, de cómo se gestionarán los datos, será materia de estudio en los años venideros.

¿Veremos *utilities* externalizando activos a sus proveedores y centradas en la gestión del sistema tal y como hace Uber? Es difícil preverlo, sin embargo, las opciones están abiertas (por cierto, esto mismo es lo que hizo Jazztel con Huawei de forma más que exitosa en el negocio telco). Lo realmente importante es que las organizaciones identifiquen las posiciones de valor en este entorno que les permitan adaptarse a este cambiante escenario.

# ¿Podría Google competir con centrales de generación?

No se pretende aquí presagiar el ascenso de Google en el sector, ni siquiera se pretende elevar a estudio los números que se exponen. El objetivo es advertir el potencial que tienen las pataformas que han conseguido en los últimos años la confianza de cientos de millones de usuarios en forma de entrega de datos privados. Recientemente, algunas empresas como Google o Amazon están proponiendo asistentes caseros que controlan elementos como la temperatura o la iluminación. ¿Por qué no gestionar de forma agregada la demanda eléctrica de estos elementos y ponerla en valor en los mercados? La flexibilidad es un valor, también de la demanda eléctrica. Seguramente estas



Figura 3. Gestión de la demanda.

plataformas no tendrán muchos problemas de premiar a los usuarios que se suscriban a este tipo de programas. Tomando como referencia el consumo residencial [4] del 19 de enero de 2017 a las 21 horas donde se produjo el record de consumo horario, desagregamos la demanda residencial [5] tal y como se muestra la figura 3, en concreto estimamos que a esa hora la iluminación es el 25% del consumo, es decir 3,6 GWh. Si suponemos una penetración del 10% de los hogares y una regulación de un 10% de la energía consumida en iluminación, observamos que la reducción total de la demanda podría ser de 36 MWh lo que equivale aproximadamente a un parque eólico medio-grande en España. Esta cantidad de energía en el pico del día de mayor consumo tiene mucho valor. Ejercicios similares podrían hacerse con la regulación de la temperatura a través de termostatos inteligentes.



#### ¿SOBRA GOOGLE?

Mientras hoy seguimos debatiendo por la irrupción de plataformas como Uber o Airbnb que dinamitan conceptos tradicionales de movilidad o alojamiento, aparecen otros nuevos que podrían poner en apuros incluso a estas plataformas. Decíamos que la confianza es el éxito de éstas ¿Y si Internet en sí mismo nos proporcionara la confianza? Realmente no necesitaríamos una entidad que centralice las interacciones, este es el concepto de las redes blockchain, implementan el Internet del valor. No es posible hoy decir si finalmente este tipo de tecnologías triunfarán, lo que si podemos constatar es el interés que han suscitado en todos los ámbitos: primeramente, por las grandes organizaciones que podrían verlo como un peligro y luego en el sustrato de *startups* que se ha generado en torno a esta tecnología con aplicaciones muy diversas también en el mundo eléctrico.

Etherium incluye en la red blockchain los *smart contracts*, estos no son más que código ejecutado de forma distribuida (con capacidad máquina de Turing) que sustancia las interacciones entre los diferentes agentes del sistema eléctrico, implementa servicios de valor añadido, agregan recursos distribuidos, conforman mercados de intercambio de energía o implementan algoritmos para la estabilidad y el balance de la red. El límite es la imaginación.

Blockchain ofrece adicionalmente modelos profundamente igualitarios en torno a la propiedad y el acceso a los datos, materia prima de las plataformas y los algoritmos inteligentes que se implementan sobre estas.

Es claro que queda mucho trabajo por delante, organizaciones como Alastria o Energy Web Fundation se afanan por llevar esta tecnología al mundo real adaptándola a las regulaciones, pero mientras tanto ¿por qué no imaginar un futuro en donde todos los agentes del sector -activos, consumidores, generadores, mercados, service providers, todosjueguen en un terreno confiable, distribuido e igualitario?

#### CONCLUSIONES

Nadie duda que el mundo se está transformando a todos los niveles por esto que hemos llamado digitalización. El negocio eléctrico no será una excepción empujado además por la necesidad imperiosa de descarbonizar la actividad humana. No cambiar para cambiar, es decir, aplicar conceptos tradicionales como estrategia, planificación y visión amplia son esenciales para las organizaciones en un entorno tan inseguro. Manejar correctamente los tiempos del cambio es tan importante como los propios cambios. La innovación resulta estratégica. Así mismo, estudiar otros sectores, resulta muy interesante ya que la digitalización aplica a todos.

En la nueva realidad que se vislumbra aparecerán nuevos modelos de negocio donde IT ya es parte de la solución, no un mero agente facilitador. El desplazamiento del valor hacia el prosumidor, la aparición de nuevos servicios de valor añadido en un ecosistema complejo y la asimilación de este ecosistema por las plataformas, nos pueden proporcionar las claves para encontrar espacios de valor en este incierto panorama.

#### **REFERENCIAS**

- [1] Fuster, José María, 2016, La quinta dimensión digital, IEEE Documento Marco.
- [2] Mackinnon Lawrence, Jan Vrins, 2018, Energy Cloud 4.0, Navigant Research White Paper.
- [3] Srnicek, Nick, 2016, Platform Capitalism. Cambridge: Polity.
- [4] Red Eléctrica Española, 2018, El sistema eléctrico español 2017, Pág. 25.
- [5] IDAE, 2016, Consumos del Sector Residencial en España, EuroStat.
- Méndez, M. T. & Castaño, M. S. 2016. Claves de la economía colaborativa y políticas públicas. Economía Industrial.
- Nera, 2018, Blockchain in Electricity: a Call for Policy and Regulatory Foresight, Euroelectric.
- Peter Bronski, Mark Dyson, Matt Lehrman, James Mandel, Jesse Morris, Titiaan Palazzi, Sam Ramirez, Hervé Touatiotros, 2015, The economics of demand flexibility, Rocky Mountain Institute.
- Thomas Strasser, Filip Andrén, Johannes Kathan, Carlo Cecati, Concettina Buccella, Pierluigi Siano, 2015, A Review of Architectures and Concepts for Intelligence in Future Electric Energy Systems, IEEE Transactions on Industrial Electrinics, Vol. 62, NO. 4.





PATROCINIO ORO:



PATROCINIO PLATA:

