Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid

www.fenercom.com

Madrid Ahorra con Energía

La Suma de Todos

CONSEJERÍA DE ECONOMÍA Y HACIENDA
Comunidad de Madrid
www.madrid.org

Guía de Redes Inteligentes de energía y comunicación

GUÍA DE REDES INTELIGENTES DE ENERGÍA Y COMUNICACIÓN

Medida de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética para España (2004/2012) puesta en marcha por la Comunidad de Madrid, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

Guía de Redes Inteligentes de energía y comunicación

Madrid, 2011

Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid

www.fenercom.com

La Suma de Todos

CONSEJERÍA DE ECONOMÍA Y HACIENDA

Comunidad de Madrid

www.madrid.org

Esta Guía se puede descargar en formato pdf desde la sección de publicaciones de las páginas web:

www.madrid.org
(Consejería de Economía y Hacienda, organización Dirección General de Industria, Energía y Minas)

www.fenercom.com

Si desea recibir ejemplares de esta publicación en formato papel puede contactar con:

Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid
dgtecnico@madrid.org

Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid
fundacion@fenercom.com

La Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, respetuosa con la libertad intelectual de sus colaboradores, reproduce los originales que se le entregan, pero no se identifica necesariamente con las ideas y opiniones que en ellos se exponen y, por tanto, no asume responsabilidad alguna de la información contenida en esta publicación.

La Comunidad de Madrid y la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, no se hacen responsables de las opiniones, imágenes, textos y trabajos de los autores de esta guía.

Depósito Legal: M. 29.421-2011
Impresión Gráfica: Gráficas Arias Montano, S. A.
28935 MÓSTOLES (Madrid)

Autores

Capítulo 1. **La «Red Inteligente» de energía y comunicaciones. Generalidades y visión de futuro**
D. José Morales Barroso
Director
L&M Data Communications
www.lmdata.es

Capítulo 2. **Las Redes Inteligentes. Su beneficio, financiación y desarrollo**
D. Miguel Ángel Sánchez Fornié
Director de Sistemas de Control y Comunicaciones
Iberdrola
www.iberdrola.es

Capítulo 3. **Ecosistemas energéticos eficientes. Redes y Microrredes Inteligentes**
D. Luis de Pereda
Director de Proyectos
Eneres
www.eneres.es

Capítulo 4. **Microrredes. Concepto y barreras para su desarrollo**
Dña. Mónica Aguado Alonso
D. David Rivas Ascaso
Departamento de Integración en Red de Energías Renovables
Centro Nacional de Energías Renovables (Cener)
www.cener.com

Capítulo 5. **Evolución de las redes de media y baja tensión hacia Redes Inteligentes**
D. Julio Gonzalo García
Normativa y Diseño de Red
Gas Natural Fenosa
www.gasnatural.com

Capítulo 6. **Las Redes eléctricas Inteligentes. Un desafío y una oportunidad**
D. Santiago Blanco Pérez
Director de energía
Indra
www.indracompany.com

Capítulo 7. **Primeros pasos hacia las Redes Inteligentes en España. Visión del operador del sistema**
Dña. Susana Bañares
D. Asier Moltó
Departamento de Gestión de la Demanda
Red Eléctrica de España (REE)
www.ree.es

Capítulo 8. **Smart Grid en parques industriales. Gestión energética inteligente**

D. Francesc Tarongí
Director General
Enertika
www.enertika.com

Índice

	PRESENTACIÓN	9
1.	LA «RED INTELIGENTE» DE ENERGÍA Y COMUNICACIONES: GENERALIDADES Y VISIÓN DE FUTURO	11
2.	LAS REDES INTELIGENTES: SU BENEFICIO, FINANCIACIÓN Y DESARROLLO	43
3.	ECOSISTEMAS ENERGÉTICOS EFICIENTES. REDES Y MICRORREDES INTELIGENTES	63
4.	MICRORREDES: CONCEPTO Y BARRERAS PARA SU DESARROLLO	90
5.	EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN HACIA REDES INTELIGENTES	128
6.	LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES: UN DESAFÍO Y UNA OPORTUNIDAD	142
7.	PRIMEROS PASOS HACIA LAS REDES INTELIGENTES EN ESPAÑA. VISIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA	158
8.	SMART GRID EN PARQUES INDUSTRIALES: GESTIÓN ENERGÉTICA INTELIGENTE	176

PRESENTACIÓN

Durante gran parte del pasado siglo, las redes de suministro eléctrico fueron todo un símbolo del progreso. A pesar de que las infraestructuras para las redes de telecomunicaciones y de energía se han desarrollado de manera independiente, gracias al estado de la técnica, hoy en día es posible construir una red común para la Energía y las Tecnologías de la Información (TIC).

Estas redes llamadas «*Smart Grid*», también conocidas como «*Redes Eléctricas Inteligentes*», suponen un cambio radical en el modo en que la energía y la información se generan, distribuyen y se consumen.

Gracias a que, entre otras posibilidades, incorporan un sistema de lectura y gestión personalizada de la potencia eléctrica entregada, es factible que el usuario controle la energía que gasta, pudiendo así mejorar el rendimiento de la misma, controlar los momentos álgidos de consumo y por tanto optimizar el sistema eléctrico existente.

Complementariamente para las compañías eléctricas distribuidoras las principales ventajas de las redes inteligentes son:

Conocer el estado de la Red en tiempo real; identificar dónde y cuándo se producen los cortes de servicio; identificar las pérdidas y hurtos de energía; conocer los consumos de los clientes y gestionar a distancia; incorporar la generación de electricidad distribuida.

La Dirección General de Industria, Energía y Minas y la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid editan esta «*Guía de Redes Inteligentes de Energía y Comunicación*» con el fin de apoyar actuaciones de transmisión del conocimiento, desarrollo y aplicación de las tecnologías energéticas.

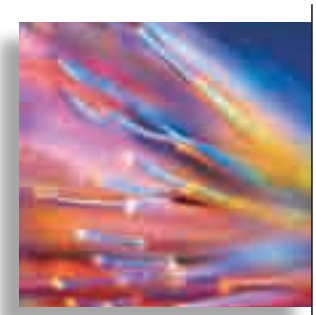
D. Carlos López Jimeno
Director General de Industria, Energía y Minas
Consejería de Economía y Hacienda
Comunidad de Madrid

1 LA «RED INTELIGENTE» DE ENERGÍA Y COMUNICACIONES: GENERALIDADES Y VISIÓN DE FUTURO

1. INFRAESTRUCTURA COMÚN DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

Durante el siglo XX, las infraestructuras para las redes de telecomunicaciones y de energía eléctrica se han desplegado separada e independientemente. Sin embargo, el estado de la técnica hace posible la construcción de una red común para la Energía y las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TICs). Esto supone un cambio radical en el modo en que la energía y la información se generan, distribuyen y consumen. La integración total en una única infraestructura física compartida (torres, postes, canalizaciones, conductos, etc.), con cables de cobre para la energía eléctrica y fibras ópticas para las telecomunicaciones, supondrá una mejora excepcional. Los sistemas de información y comunicaciones necesitan la electricidad, y la red de energía del futuro necesita las tecnologías de la información y las comunicaciones. Por ello, las ventajas de su integración en una única infraestructura están muy claras.

Este trabajo se centra en plantear el problema de la energía y las comunicaciones, y definir los pasos prácticos para obtener todo el potencial de un nuevo modelo para la convergencia, haciendo especial énfasis en soluciones tecnológicamente viables basadas en principios de sostenibilidad. Para ello, se propone la realización de un «esfuerzo orientado» sobre una clara y sólida dirección, aplicando un nuevo paradigma de las comunicaciones que nos ayude a resolver la crisis energética con la que nos enfrentamos en el siglo XXI. La nueva tecnología UETS servirá como base para suministrar servicios convergentes sobre una sola Red Inteligente, que desempeñará un papel fundamental para satisfacer la creciente demanda de energía y, al mismo tiempo, facilitar el despliegue de la banda ancha que hará posible la nueva Sociedad del Conocimiento.



1.1. Despliegue de la Red Inteligente

La clave fundamental de la Red Inteligente es la infraestructura de telecomunicaciones, que debe tener «seguridad inherente», de lo que carece la tecnología IP de la actual Internet. El despliegue de esta nueva infraestructura de comunicaciones y el hardware para medir, supervisar y controlar el uso de energía es intensivo en capital. Por esta razón, primero hay que probar la infraestructura, y después desarrollar las aplicaciones del lado del cliente y del lado del suministrador.

La convergencia de infraestructuras jugará un papel primordial para ofrecer una solución real a la demanda creciente de energía, la mejora de la eficiencia en su uso y la generación distribuida. Las telecomunicaciones serán un servicio, como la electricidad, el agua o el gas, que harán posible un sistema de energía distribuido y controlado para dar forma a la convergente del futuro y asegurar su funcionamiento, compartiendo los costes de la obra civil y resolviendo el problema del suministro de energía eléctrica a los nodos de la red.

En nuestro país el tendido eléctrico es insuficiente y está obsoleto en muchos lugares. Como hay que ampliar y renovar la red eléctrica, esta es una gran oportunidad para compartir su infraestructura y desplegar a la vez la red de información, instalando los cables de fuerza en paralelo con las fibras ópticas hasta los contadores de electricidad inteligentes «TRUE» (Terminador de Red Universal Ethernet), que así se convertirán también en los dispositivos de acceso de telecomunicaciones, como describe la Fig. 1, para construir la Red Inteligente y llevar la energía y la información a todo rincón donde llegue el tendido eléctrico.

Figura 1. Contador eléctrico y dispositivo de acceso de telecomunicaciones. Fuente: L & M Data Comunications.

1.2. La siguiente gran industria mundial

La convergencia de la tecnología energética con las telecomunicaciones es la siguiente gran industria mundial y el mayor mercado del futuro, que promete beneficios significativos para muchas generaciones. Como referencia, el principal fabricante de equipos de comunicaciones del mundo, Cisco, en su «*Global Smart Grid Initiative*» ha cuantificado que este mercado es potencialmente de 10 a 100 veces mayor que Internet. Todos conocemos hoy la importancia estratégica de esta tecnología, pero ha sido ignorada durante mucho tiempo, no se ha informado al público ni se le ha dado la prioridad necesaria para producir avances que, en el próximo futuro, afectarán al mundo entero y permitirán crear un gran número de puestos de trabajo en esta industria fundamental.

En este contexto, el potencial de una tecnología como UETS es enorme, pues supone un cambio de paradigma en las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, especialmente adecuado en las aplicaciones de la Red Inteligente para la convergencia de las redes de energía y telecomunicaciones y para la evolución a la «Futura Internet». Aquí es necesario destacar su gran ventaja competitiva al no ser necesaria la migración, a diferencia de lo que ocurre con IPv4 e IPv6, a la vez que permite seguir utilizando el equipamiento de red actual, al estar basado en los estándares de Ethernet, lo que hace posible la evolución preservando las inversiones previas.

Las aplicaciones de UETS son múltiples en el ámbito de la Red Inteligente, Internet, las telecomunicaciones y los sistemas informáticos, pues ofrece una plataforma que hace posible aprovechar las virtudes del modelo abierto de desarrollo, la clave fundamental del éxito de Internet. En este, no son los comités, los fabricantes o los proveedores de servicios quienes deciden lo que se va a hacer y para qué va a servir, sino que cualquiera dentro de la comunidad de desarrolladores y los propios usuarios, sin interferencias, pueden crear y desarrollar el software y el hardware que haga posibles nuevas soluciones.

España es un país de microempresas de software, y nuestra plataforma UETS permitirá desarrollar múltiples aplicaciones, productos y servicios, de modo análogo a lo que ocurre en la actual Internet. Esto servirá para crear y desarrollar una industria que es una apuesta estratégica clara para convertir a España en referencia de la Internet del Futuro, generando así nuevo tejido productivo y de alto valor añadido y permitiendo a nuestro país potenciar un sector fuerte y muy exportador, especialmente necesario en una situación de profunda crisis como la actual.

2. ENERGÍA E INFORMACIÓN

Últimamente se ha despertado un gran interés por el tema de la energía y su relación con los sistemas de información y comunicaciones, por lo que conviene clarificar el actual problema de la energía. Los costes de la energía suben sin parar, mientras que la red de distribución eléctrica está sobrecargada, lo que hace inevitables apagones y cortes de corriente cada vez más frecuentes, combinados con unos costes del kilovatio hora en aumento. Al mismo tiempo, la infraestructura de energía eléctrica está diseñada para los picos de demanda y, como resultado, se desaprovecha una gran parte de su capacidad. Por otra parte, las administraciones públicas y las organizaciones privadas tienen como objetivo iniciar el camino hacia un futuro libre de combustibles fósiles, para lo que intentan encontrar nuevos modelos, promoviendo proyectos para poner en práctica y demostrar fórmulas alternativas. El control de la energía y otras técnicas avanzadas de la nueva tecnología UETS permiten crear una única infraestructura para la distribución de energía e información, siendo por ello una base excepcional para la estrategia futura de ahorro energético.

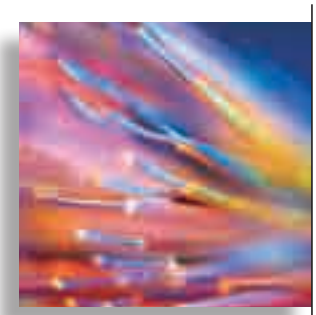
Nuestro problema es el modelo, no la energía. No se puede plantear un futuro sostenible sin modificar el sistema energético: todo tiene que

cambiar para adaptarnos a la realidad de un mundo de baja disponibilidad de recursos. El ahorro de energía y la eficiencia en el consumo final es mucho más eficaz que en cualquier otra parte del sistema, por lo que sería muy deseable disponer de un buen programa de gestión de los consumos con el objetivo de disminuirlos y distribuirlos en el tiempo de forma inteligente. Ahí está la clave, en el cambio de paradigma del sistema energético, apoyado en el cambio de paradigma en el sistema de comunicaciones. Debe destacarse, sin embargo, que esto es fácil de decir pero muy difícil de llevar a cabo, pues los expertos en energía saben qué hay que hacer pero no saben cómo hacerlo, y los expertos en telecomunicaciones no están familiarizados ni con la energía ni con el funcionamiento de la red eléctrica, lo que, entre otras cosas, implica una necesidad urgente de formación de calidad para todos ellos.

2.1. El crecimiento que empequeñece el mundo

El actual modelo de desarrollo comenzó con la revolución industrial, pues sin la ayuda de las máquinas no habría sido posible tan desaforado crecimiento. En un primer periodo, los recursos naturales eran abundantes, por lo que sólo era necesario «ir a cogerlos». El punto de inflexión se produjo alrededor de 1950, momento en que se inició un proceso de crecimiento uniformemente acelerado. Sin embargo, a partir de 1975 la «calidad de vida» se ha visto afectada por la escasez de recursos. A pesar de los avances en el plano material, hoy acucian al mundo graves problemas. Como dijo George Gamow, uno de los científicos que desarrolló la teoría del Big Bang: «La humanidad, cual heredero derrochador, está despilfarrando la energía del carbón y del petróleo que la sabia naturaleza pacientemente acumuló y ahorró a lo largo de cientos de millones de años».

El tiempo que duren los combustibles fósiles es un breve suspiro en la historia de la humanidad, pues sus existencias son finitas. En los últimos ciento cincuenta años hemos gastado una gran parte de algo que tardó varios cientos de millones en generarse. El petróleo ha sido, a todos los efectos, el combustible del siglo XX, pero hemos llegado al fin del «petróleo fácil». Esta es la crisis más grave a la que se ha enfrentado jamás la sociedad industrial y en el futuro no se podrá seguir malgastando energía como en el pasado. Necesitamos un nuevo modelo energético cuyo eje fundamental sean las energías renovables y las tecnologías de ahorro y eficiencia. Sólo tenemos un Planeta Tierra



y ya hemos sobrepasado su capacidad. Si seguimos creciendo a una tasa exponencial del 2%, el 3%, el 5%, o el 10% anual, dentro de poco no tendremos suficiente con los recursos de nuestro planeta, como muestra la Fig. 2.

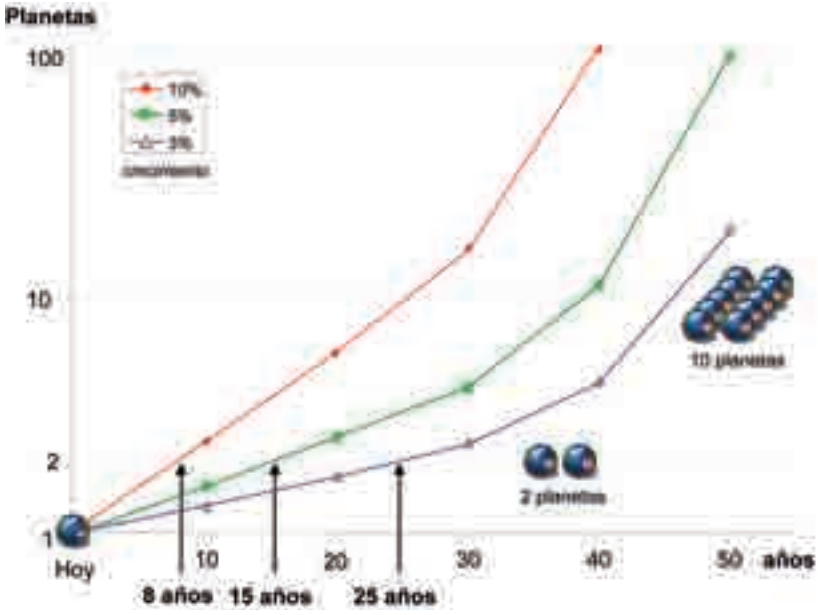


Figura 2. El crecimiento que empequeñece el mundo. Fuente: L & M Data Comunications.

2.2. ¿El ahorro es la solución?

En las naciones industrializadas, la energía es tan barata en relación a los ingresos, que los consumidores derrochamos la energía sin saberlo, mientras que los habitantes de las naciones pobres usan mucha menos energía por necesidad, pues también ellos quieren el estilo de vida occidental. Un esfuerzo por mejorar la eficiencia energética se convertirá pronto en una absoluta necesidad, y se pueden ahorrar ingentes cantidades de energía con medidas extraordinariamente sencillas.

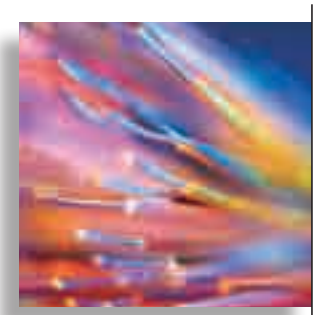
Pero la eficiencia, que es buena en sí misma, sólo es una solución a medias. Ahorrar energía en el uso final es siempre más barato que añadir más suministro, pero no está nada claro que mejorar la eficiencia contribuya significativamente al ahorro energético, pues como ya advirtió hace tiempo Vaclav Smil, «sean cuales sean los beneficios futuros, la experiencia histórica es clara: una mayor eficiencia energética conlleva tarde o temprano un consumo de energía más elevado». Existe una

tendencia histórica en virtud de la cual los beneficios logrados son más que compensados por los consumidores, que provocan un incremento neto en el consumo total. Si los motores de los coches son más eficientes, los compramos mayores, más potentes y hacemos muchos más kilómetros. Si el aislamiento de las casas supone menos energía por metro cuadrado, construimos viviendas más grandes. Por otra parte, los proveedores de energía son poco entusiastas respecto a la eficiencia energética, pues un mayor consumo supone para ellos más beneficios. El resultado final es que productores y consumidores, aunque por diferentes razones, se convierten en aliados contra el ahorro de energía.

2.3. Energía solar y descentralización: las «microrredes»

Resulta obvio que la actual economía energética va a desaparecer y lo único que está claro es que la energía de origen solar es la única capaz de satisfacer nuestras necesidades energéticas de forma indefinida. Como puede funcionar a cualquier escala, desde los paneles fotovoltaicos en los tejados de las casas hasta enormes plantas solares en el desierto, sienta las bases para una economía energética totalmente nueva y verdaderamente descentralizada. Después de siglos de una economía energética cada vez más centralizada, la producción de energía volverá a ser un asunto local, o incluso individual. En lugar de la ineficiente mezcolanza de gaseoductos, oleoductos, refinerías, líneas de alta tensión y centrales eléctricas contaminantes, tendremos millones de microsistemas independientes interconectados, utilizando una combinación óptima de tecnologías para generar la energía de forma limpia, económica y local.

La clave del futuro son las microrredes, sistemas pequeños y autónomos con una combinación de tecnologías renovables y convencionales adaptada a cada caso particular, que permitan a individuos, comunidades y empresas generar su propia electricidad, así como vender los excedentes a la red principal. Durante el día, cuando las necesidades domésticas de electricidad son reducidas, el administrador del sistema, conectado a la Red Inteligente, envía el sobrante de electricidad a la red eléctrica. Por la noche, cuando la demanda global de electricidad es reducida, compra el excedente a bajo precio y lo almacena. Esto evitará instalar centrales eléctricas adicionales de gran escala, permitiendo alcanzar una eficiencia y flexibilidad máximas, con nuevas tecnologías «inteligentes» para el control instantáneo de las diversas fuentes de generación y consumo. La repercusión



de estas microrredes será enorme: cada vivienda se convierte en una micro central eléctrica, con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, baterías y micro turbinas alimentadas con gas de encendido rápido para completar las deficiencias de suministro. En el futuro, si es que alguna vez la tecnología llega a estar disponible, se podrá emplear un electrolizador para producir hidrógeno y una pila de combustible para transformar el hidrógeno en electricidad.

3. NECESIDAD DE LA CONVERGENCIA «TELECOLÉCTRICA»

No hay duda de que es esencial hacer algo en relación con el ahorro y la conservación de la energía, porque sin la energía, el mundo de hoy no puede trabajar. No podemos seguir gastando sin control, para ser ricos hoy y pobres mañana, debemos ser eficientes en nuestra manera de usar energía e información. La urgencia del ahorro energético es algo que está fuera de toda duda, pero también es evidente que para alcanzar este objetivo hay que automatizar todo el proceso de control, y para ello es imprescindible la red convergente de Energía —Telecomunicaciones— Información, con el objetivo principal de disminuir el consumo innecesario, y así tener mejores bienes y servicios consumiendo menos sobre la base del ahorro y la eficiencia.

El sistema energético del futuro será necesariamente más distribuido, descentralizado, eficiente, limpio, conjuntamente comprometido y cercano al consumo. Nos permitirá estar mejor preparados para abordar los asuntos de la eficacia y seguridad energética, las energías renovables y la competitividad. Pero esto implica un cambio en el paradigma de la energía. ¿Dónde actuar? La generación eléctrica, los edificios y el transporte son los mayores consumidores de energía y los que más contaminan: éstos deberán ser, por lo tanto, los focos a tener en cuenta para el ahorro de energía y la preservación del medio ambiente. La aplicación de las tecnologías de la información y comunicaciones es el pilar fundamental para conseguir estos objetivos.

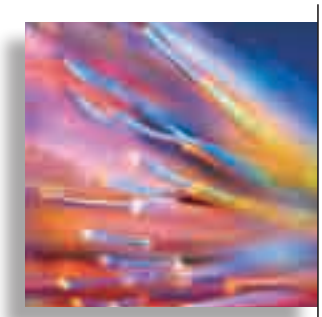
3.1. Por qué la convergencia debe estar basada en Ethernet y no en IP

Está claro que, en la infraestructura convergente, la parte de telecomunicaciones debe ser «una única red física extendida» (dominio

Ethernet), y no «una confederación de redes en cooperación» (dominio Internet-IP). Hoy en día, todo el mundo está de acuerdo en que el futuro de las redes es «todo IP», y es muy difícil romper con las ideas preestablecidas, sobre todo si se llevan muchos años siguiendo las «doctrinas» al uso. Pero para progresar se deben ver las cosas de otra manera, desde otra perspectiva, para lo que es necesario librarse de condicionantes y prejuicios.

Es casi un milagro que Internet, con la pila de protocolos TCP/IP, siga funcionando en la actualidad, pues estas técnicas muestran claros signos de envejecimiento. Fueron desarrolladas en el periodo de 1974 a 1983, y se enfrentan hoy a problemas impensables hace treinta años, por lo que no son capaces de ofrecer los servicios que requiere la red integrada del siglo XXI. Las prestaciones de los routers IP han tardado en duplicarse cinco años, a base de un importante aumento en su complejidad, coste y consumo de energía, mientras que el tráfico de Internet crece más del 60% cada año, lo que da lugar a un aumento exponencial del número de routers, y un sistema cada vez menos robusto, más caro, difícil de configurar, controlar y mantener. Internet no se diseñó para facilitar la puesta en marcha de los equipos, identificar los fallos y problemas de la red, ni tampoco para soportar un alto grado de gestión. Esta limitación es aplicable tanto a los grandes operadores de red como a los usuarios residenciales: las dificultades para la puesta en marcha y mantenimiento de las instalaciones en los hogares provocan el rechazo de muchos usuarios, limitando la futura penetración de Internet en la sociedad.

Para hacer una analogía fácil de entender, usar TCP/IP en el mundo «virtual» de Internet como infraestructura para construir las redes es lo mismo que intentar en el mundo «físico» que las comunicaciones se hicieran extendiendo el pasillo de la 4ª planta de todos los edificios (el nivel de transporte TCP), en lugar de hacerlo por las calles, carreteras, autopistas, vías férreas, etc. (el nivel físico de UETS). Ver Fig. 3 y 4.



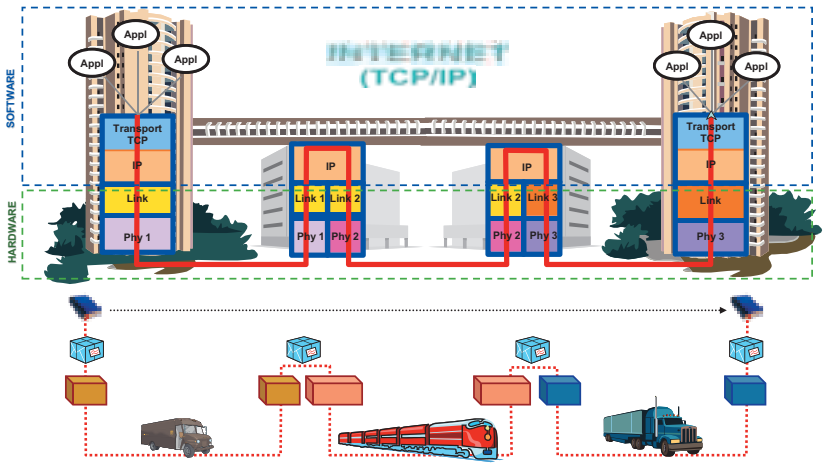


Figura 3. TCP/IP: extendiendo el pasillo de la 4ª planta de los edificios.
Fuente: L & M Data Comunications.

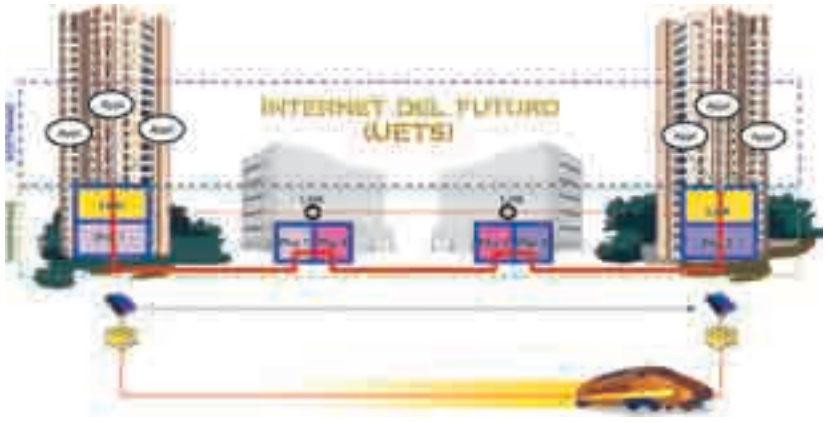


Figura 4. UETS: circulando por la superficie de extremo a extremo.
Fuente: L & M Data Comunications.

Ethernet es una tecnología basada en el estándar IEEE 802.3, con más de 30 años de experiencia práctica y que disfruta de una amplia aceptación de la industria y reducidos costes del hardware, que son inversamente proporcionales al volumen de interfaces fabricados. Es la manera más simple que existe de transportar información: una trama con dirección de destino, dirección de origen, longitud/tipo de mensaje, datos y secuencia de verificación, que puede utilizar directamente cualquier medio físico de comunicaciones, mientras que IP siempre necesita un enlace para acceder al entorno físico, pues es un protocolo de nivel de red. Las tradicionales ventajas de Ethernet son bien conocidas de todos: sencillez, interoperabilidad, y alta eficacia, con una sobrecarga de protocolo mínima.

4. UETS: LA RED PARA LA CONVERGENCIA

UETS es una Arquitectura de Comunicaciones «aplastada» en dos niveles y basada en Ethernet, una innovación tecnológica que permite superar muchas de las actuales limitaciones de los protocolos TCP/IP asociados al uso de Internet, entre las que destacan los aspectos de seguridad y eficiencia. Patentes o latentes, los factores limitativos de los protocolos TCP/IP (el corazón de Internet), tienen en el modelo UETS una superación clara, ya que permite trasladar al hardware muchas de las funciones que realiza el software, lo que además ofrece muchas ventajas añadidas, como son: seguridad inherente, drástica reducción en el consumo de energía, mayor rapidez, posibilidad de Servicio Universal, etc.

Los aspectos más relevantes de la tecnología UETS se resumen en los siguientes puntos:

- Es intrínsecamente segura y, gracias a su simplicidad, permite multiplicar la velocidad por 100 consumiendo 1.000 veces menos energía, siendo idónea para desplegar la Red Inteligente de Energía y Telecomunicaciones.

- Red plana, que con su espacio de direcciones prácticamente infinito hace posible la evolución y coexistencia con IPv4 e IPv6 sin ruptura ni migración, preservando las inversiones previas en aplicaciones y equipos.

- Es una apuesta estratégica clara para convertir a España en referencia de la Internet del Futuro, generando así nuevo tejido productivo, de alto valor añadido y muy exportador.

La arquitectura UETS es sumamente sencilla y trabaja sobre una sola red siguiendo el «Paradigma Ethernet», lo que es mucho mejor que trabajar sobre múltiples redes interconectadas, según el antiguo «Paradigma IP». A la vez, simplifica los niveles de protocolo, incrementa el caudal de tráfico y la velocidad de transferencia, y reduce las necesidades de configuración. Todos los servicios pueden operar sobre el nivel 2, asumiendo las funciones normalmente asociadas con los niveles 3 y 4. El resultado es una red que hace posible la convergencia empleando una técnica sumamente simple, rápida, barata, de altas prestaciones y capaz de ofrecer servicios integrados sobre una única infraestructura de red.

Las características técnicas de la arquitectura UETS son:

- El uso de Ethernet 100% estándar (IEEE 802.3) como medio principal para transportar tráfico de datos, voz (como el teléfono), servicios de banda ancha (como el vídeo), soporte de movilidad y control de energía.

- El uso de la capacidad de distribución de energía de Ethernet para alimentar los equipos, que incluye mecanismos de control para el ahorro y la eficiencia.

- EFR (Ethernet Fabric Routing), un mecanismo de conmutación física de tramas Ethernet que emplean direccionamiento administrado a nivel local.

- La sustitución para el transporte de Internet, cuando las circunstancias lo permitan, de la pila de protocolos de TCP/IP ó UDP/IP por la pila de protocolos de nivel de enlace UETS-DL/Ethernet, basada en los estándares del IEEE 802.

UETS incorpora en su diseño aspectos clave para el futuro: una arquitectura de red basada en Ethernet y una radical simplificación de los protocolos de comunicaciones. Sólo dos protocolos, combinados según diversos patrones hacen, esencialmente, todo: **Ethernet**, la tecnología más sencilla y económica de las existentes, transporta la información y el protocolo **LLC** (*Logical Link Control*, o Control de Enlace Lógico) realiza el control. En la técnica EFR, las conexiones se establecen a través de toda la red Ethernet, extremo a extremo, utilizando direcciones MAC (*Media Access Control*, Control de Acceso al Medio) locales (bit U/L=«1») organizadas jerárquicamente, lo que hace innecesarias las técnicas de *bridging* (IEEE 802.1) o *routing* (IETF), pues emplea el modelo de la numeración y la conmutación pura de la red telefónica clásica, que es inherentemente seguro al no ser posible su falsificación. Su filosofía es similar a la de las redes de telefonía fija/móvil, en las que la seguridad se garantiza a través de la red, no como en el protocolo IP desde el propio dispositivo, pudiendo así ser controlada la seguridad por los proveedores de servicios o los administradores de red.

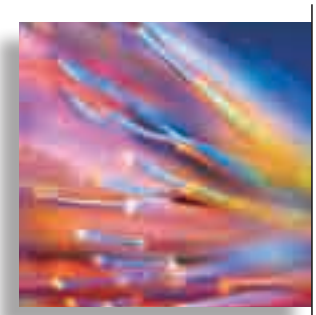
La dirección MAC es un identificador de 48 bits que se corresponde de forma única con una tarjeta de red. Cuando su administración es universal (bit U/L=«0»), cada dispositivo tiene su propia dirección MAC

determinada y asignada por el IEEE **(los primeros 24 bits)** y el fabricante **(los últimos 24 bits),** lo que supone un espacio de direcciones no previsible. Este es el sistema que emplean todos los equipos de red actuales, tanto los basados en el bridging IEEE 802.1 como los basados en el routing de IP y sus tecnologías relacionadas (MPLS, VPLS, GMPLS, etc.). En UETS se emplea la administración local (bit U/L=«1»), que permite al gestor de la red asignar las direcciones **(los 48 bits completos)** para crear un espacio de direcciones previsible y seguro.

Cuando se despliega jerárquicamente con sentido topológico, abre la posibilidad de encaminar y conmutar en el medio físico (Nivel 1). Esto es totalmente diferente al routing de IP (Nivel 3), al bridging IEEE 802.1 (Nivel 2), o al MPLS (label swapping), técnicas en las que los tamaños de las tablas, la memoria, la velocidad de proceso y el consumo de energía son factores limitativos. Por decirlo de forma práctica, la ventaja mayor y más inmediata es que, en lugar de hacer «bridging», «routing» o «label swapping», la red UETS «conmuta físicamente» las tramas Ethernet sin modificarlas. Por consiguiente, al no existir las tablas ni los protocolos asociados, la red es mucho más sencilla, rápida, escalable, segura y eficiente.

La tecnología UETS es de nivel de enlace (multiprotocolo per se), por lo que soporta de forma totalmente transparente cualquier tipo de red, y es un medio adecuado para conectar terminales a través de una sola red (net de Ethernet), formando un sistema de múltiples procesadores débilmente acoplados, es decir un «Ordenador en Red», y no un conjunto de ordenadores que se comunican a través de un conjunto de redes interconectadas (Internet de IP). Los usuarios pueden acceder a sus datos o servicios dentro del dominio Ethernet de una manera más eficiente y segura, pero, al mismo tiempo, hay plena conectividad con el dominio IP para acceder al universo de servicios de Internet. Cómo ambos dominios se desarrollen depende de los proveedores de servicio y los usuarios finales, ya que desde un punto de vista tecnológico, no es necesaria ninguna migración, por lo que UETS e Internet se complementan y coexisten perfectamente.

En resumen, UETS es una Plataforma Multiservicio de Nueva Generación, extremadamente simple y diseñada específicamente para permitir la convergencia sobre una sola red basada en Ethernet de las Redes Inteligentes (Smart Grid) para control de energía junto con los servicios de datos, voz, vídeo de alta definición, almacenamiento e inalámbricos fijos y móviles. En ella, la capa Ethernet se utiliza como el



Plano de Convergencia único para todos los Servicios de las Redes de Nueva Generación, según describe la Fig. 5.

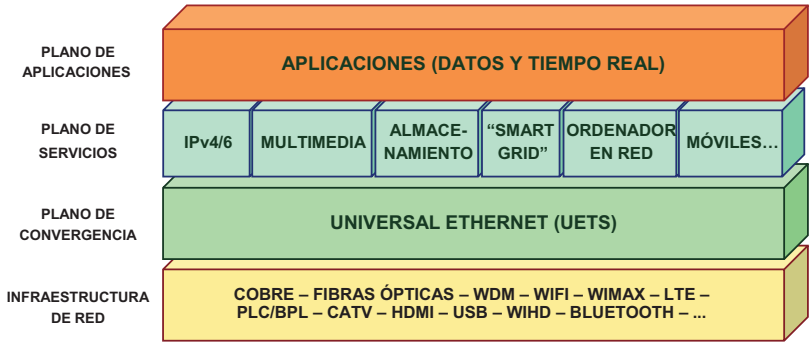


Figura 5. Convergencia de Redes basada en UETS. Fuente: L & M Data Comunications.

4.1. Superación de limitaciones

Las ventajas del modelo UETS permiten superar muchas de las limitaciones inherentes a los actuales sistemas empleados para el despliegue de las redes IP e Internet, y se pueden resumir en los siguientes puntos.

4.1.1. Escalabilidad de direcciones

El direccionamiento y encaminamiento de las tramas en UETS emplea direcciones MAC locales, es decir, con el bit U/L puesto a «1», lo que permite distinguir y controlar en cada dominio Ethernet más de 70 billones (2^{46}) de conexiones distintas en el modo *unicast* (bit I/G=«0») y otras tantas en el modo *multicast* (bit I/G=«1»).

4.1.2. Aumento de capacidad de proceso en los servidores (host)

Limitación emergente, provocada porque los servidores, debido a la limitación de velocidad de los procesadores y memorias, se ven imposibilitados de empaquetar y desempaquetar los datagramas IP a la velocidad que les imponen las líneas de telecomunicación, hoy en día hasta 100 Gigabits por segundo por enlace Ethernet. Esto no representaba un problema cuando las velocidades de los procesa-

dores eran varios órdenes de magnitud superiores a las de las líneas de telecomunicaciones, pero hoy se ha invertido la tendencia, y cada vez hay más líneas de alta velocidad que llegan a los servidores, principalmente por el tráfico de video y otras aplicaciones que el ancho de banda creciente permite, lo que se resuelve poniendo un gran número de servidores (cientos e incluso miles) en paralelo, que suponen un alto coste y elevados consumos de energía. El modelo UETS reduce al mínimo el proceso a realizar en los servidores relacionado con la red de comunicaciones, pudiendo hacerse éste mediante hardware.

4.1.3. Seguridad inherente

La Red IP tiene un innegable problema de seguridad, limitación conocida y patente desde el principio de la vida de Internet y que siempre ha constituido un factor de preocupación. En TCP/IP la dirección se configura en el host por software, de ahí la vulnerabilidad inherente a la red TCP/IP. Esta vulnerabilidad inherente a las direcciones lógicas de IP ha necesitado ingentes inversiones en sistemas y medidas de seguridad que, a su vez, han supuesto siempre un desafío a los *hackers*.

El modelo UETS/EFR hace posible el despliegue de redes con «seguridad inherente», al modo de la red telefónica de circuitos clásica. En ella es mucho más difícil falsificar los números telefónicos, pues estos se corresponden al punto físico de la central a la que están conectados los pares del terminal telefónico. Nadie puede falsificar por ello su número, salvo que accedan a la central o algún punto de interconexión físico en la infraestructura urbana. El modo de funcionamiento de la red UETS/EFR es exactamente igual, con la única diferencia que en la red telefónica se manejan circuitos, mientras que en UETS/EFR se manejan paquetes.

4.1.4. Simplificación

El *«aplastamiento»* de la pila de protocolos TCP/IP a la de UETS-DL/ETH, reduce la sobrecarga de forma transparente a la Red Internet tal y como la conocemos, y la conmutación física hace mucho más sencillo y eficiente el proceso de encaminamiento. Esto, a su vez, permite una serie de *«by-products»* sólo posibles en un modelo simplificado como el que UETS propone.

4.1.5. Disminución de sobrecargas de protocolos en los enlaces

En las comunicaciones TCP/IP, los datos se transportan en paquetes TCP (sobrecarga u *«overhead»* de 20 octetos), que viajan sobre los datagramas IPv4 (sobrecarga de 20 octetos) o IPv6 (sobrecarga de 40 octetos), que a su vez van sobre las tramas Ethernet (sobrecarga de 18 octetos). En UETS, los mismos datos van sobre el protocolo UETS-DL (sobrecarga de 14 octetos) en tramas Ethernet (sobrecarga de 18 octetos). Esto supone que en TCP/IP la sobrecarga total es de 58 (IPv4) ó 78 (IPv6) octetos, mientras que en UETS la sobrecarga total es de 32 octetos. La eficiencia será función del número de octetos que tenga el campo de datos. Típicamente en las redes IP el 50% de los paquetes tienen menos de 40 octetos por lo que para enviar, por ejemplo, 40 octetos de información en TCP/IP habría que enviar (información + sobrecarga) 40+58=98 ó 40+78=118 octetos y en UETS había que enviar 40+32=72.

Por otra parte, en el caso de UETS, al ser una red de nivel 2 que incorpora control de congestión y de flujo en los nodos de red, no es necesario enviar tantos paquetes de aceptación, que no transportan datos, y en lugar de un ACK cada dos paquetes, típico de TCP, se podría enviar un ACK cada 10 paquetes, lo que redunda en una importante reducción del número de paquetes, pasando de un 50% de incremento de paquetes en TCP a un 10% en UETS.

En el caso de las comunicaciones de voz, que tienen típicamente 20 octetos de datos por paquete y utilizan como transporte UDP, sobre IP6 (VoIP6) tendría una eficiencia del 18%, sobre IPv4 (VoIP) tendría una eficiencia del 22%, y la Voz sobre Ethernet (VoETH) de UETS tendría una eficiencia del 33%, lo que supone una mejora casi del 100% respecto a IPv6 y del 50% respecto a IPv4.

4.1.6. Aumento de velocidad y reducción de consumo en los nodos de red

La conmutación mediante direcciones físicas con la estructura jerárquica se hace sencilla y eficazmente a muy alta velocidad (superior a 1 Terabit por segundo) en la capa física de hardware utilizando conmutadores del tipo «cross-point» con el mecanismo EFR.

La utilización de las direcciones MAC locales de forma directa para la conmutación hace que las direcciones lógicas coincidan con las físicas: no hay necesidad de routing, sólo de conmutación a nivel físico, al mismo tiempo que las tramas se pueden progresar sin modificar (en modo «pass-through»), lo que permite velocidades del orden de Terabits por segundo, utilizando para ello equipos de red muy simples y de muy reducido consumo. La técnica de conmutación física EFR permite a los enlaces operar sin problema a los 100 Gigabits por segundo que soporta la normativa Ethernet, habiéndose probado los conmutadores «cross-point» que utiliza EFR a 5 Terabits por segundo. Con las velocidades probadas en laboratorio para la electrónica, éstas podrán aumentarse en un factor de 10, y con las capacidades previstas en un factor de 100.

El consumo de un router IP típico de 600 Gigabits por segundo de capacidad es de 6.000 W, mientras que un conmutador «cross-point» de los que se utilizan en UETS/EFR consume sólo 12 W para 300 Gigabits por segundo debido a su simplicidad. Por ello, podemos estimar que el tráfico IP necesita 10 W (6.000/600) por cada Gigabits por segundo mientras que en UETS se necesitan 0,04 W (12/300) por cada Gigabits por segundo. Esto daría un coeficiente de eficiencia por razones de consumo energético de los nodos de red de 10/0,04 = 250. Es decir, bajo un punto de vista energético UETS es 250 veces más eficiente, o bien para un mismo tráfico su consumo energético es 250 veces inferior.

4.1.7. Ahorro energético

Además del ahorro que se describe en el apartado anterior, el sistema UETS facilita *la gestión del ahorro de energía*. UETS aporta ventajas que se derivan de la posibilidad de la alimentación remota mediante la utilización del estándar «PoE» (Power over Ethernet, IEEE 802.3af/at). Al mismo tiempo, el mecanismo del estándar Ethernet «EEE» (IEEE 802.3az) de control de potencia para ahorro de energía disminuye el consumo de electricidad de la red UETS al mínimo imprescindible, colaborando de este modo de forma decisiva en el uso racional de los recursos energéticos globales.

4.1.8. Evolución sin migración

La implantación de UETS es perfectamente transparente al usuario y a las aplicaciones Internet. Éstas, en vez de comunicarse mediante los

sockets con TCP/IP lo hacen con la pila UETS de forma transparente a la aplicación que tiene el mismo conector con UETS que el que utiliza con la pila TCP/IP. Esta transparencia para los usuarios y las aplicaciones permite la coexistencia de TCP/IP y UETS, lo que favorece el despliegue gradual de UETS en «islas», manteniendo el equipamiento existente (Bridges Ethernet y Routers IPv4/v6), lo que supone preservar todas las inversiones previas en equipamiento.

4.2. Áreas de aplicación

La simplificación de las comunicaciones y el resto de ventajas del modelo UETS, no sólo permiten mejorar la velocidad, la seguridad y el consumo de energía de forma transparente, como ya se ha indicado, sino que propicia una serie de *«by-products»* entre los que destacan los siguientes.

4.2.1. Redes Inteligentes de energía y telecomunicaciones

La arquitectura UETS es idónea para aplicaciones de Red Inteligente. Los ordenadores en red, al ser ligeros y baratos, pueden ser instalados en prácticamente cualquier tipo de aparato doméstico lo que favorece —en realidad lo que permite— el desarrollo de la Red Inteligente. Se podría decir que el desafío que el Smart Grid impone a la Red Internet exige que ésta se adapte simplificando su funcionamiento. Sencillamente, el Smart Grid sin una tecnología como UETS, como se describe en el siguiente apartado (4.3), es un bonito ejercicio académico que ignora la situación en la que se va a encontrar la Red Internet si no se acometen cambios importantes en su estructura interna de funcionamiento como los que aquí se proponen.

4.2.2. Ordenador en red

El «Ordenador en Red» basado en una red UETS de nivel 2 de muy altas prestaciones, manteniendo la idea original y el «espíritu» de Ethernet e Internet extiende el sistema de multiprocesadores débilmente acoplados a escala global. «Cuando la red es tan rápida como los enlaces internos del ordenador, la máquina se desintegra a través de toda la red en un conjunto de dispositivos de propósito especializado» (George Gilder).

Al igualar las comunicaciones las velocidades internas de los ordenadores, éstos pueden desvincularse de los pesados sistemas operativos actuales (Windows, etc.) en los terminales de usuario, pues la red proporciona toda la funcionalidad necesaria en lo que se denomina «cloud computing» o «grid computing». Este entorno distribuido permite mejorar el control de versiones de software, licencias, seguridad, etc. Un ordenador en red puede ser así ligero y barato, controlable, e incluso recibir la energía desde su servidor mediante PoE, lo que permite gestionar cuándo debe encenderse y apagarse para no consumir energía innecesaria.

4.2.3. Discos Ethernet o «Etherdisks» para redes de almacenamiento y vídeo

El sistema UETS puede ser utilizado para interconectar múltiples procesadores en paralelo y sistemas de almacenamiento a velocidades Gigabit, gracias a los conectores directos a UETS-DL y a los conmutadores de altas prestaciones, permitiendo la combinación de ambas técnicas garantizar el ancho de banda necesario para las comunicaciones críticas, el control de congestión de la red de interconexión, así como la detección y corrección de errores. La analogía de la técnica UETS con Fibre Channel permite tener una idea muy aproximada de las capacidades de esta solución.

4.2.4. Redes de transporte de las operadoras de telecomunicaciones

El modelo de referencia UETS amplía el dominio Ethernet a la red del proveedor de servicios usando el esquema de direcciones MAC locales y los protocolos IEEE 802.2 y 802.3 para construir una red de Nivel 2, que opera como una Red de Área Local extendida.

Las dificultades para la puesta en marcha y mantenimiento de las instalaciones de los sistemas de información provocan el rechazo de muchos usuarios, limitando la futura penetración de Internet en la sociedad. La arquitectura UETS permite la extensión del dominio Ethernet del ámbito local definido por IEEE 802 a la red de los proveedores de servicios. De este modo, los usuarios de la red de telecomunicaciones pueden tener los mismos servicios de los que disfrutan actualmente los que emplean las redes locales en las grandes empresas e instituciones, despreocupándose así de los aspectos técnicos de sus equipos y

sistemas, de los que se encargarán los profesionales del proveedor de servicios, como hacen los administradores de las redes locales.

En este ámbito es de destacar la ventaja de la conmutación física de UETS, que no necesita utilizar el STP (Spanning Tree Protocol), y por lo tanto rompe con sus limitaciones, pero que al mismo tiempo permite la utilización de técnicas como SNAP, «Q-en-Q» o «MAC-en-MAC», estándares del IEEE.

4.2.5. Servicios móviles basados en Ethernet

La integración de los servicios inalámbricos y móviles basados en el modo paquetes sobre la red UETS es inmediata. El dominio Ethernet es el medio ideal para interconectar los puntos de acceso que dan conectividad a los terminales móviles del tipo LTE y a los inalámbricos basados en Wi-Fi y WiMAX. En estos dos últimos casos, el encapsulado en origen ya se hace con el formato de tramas Ethernet, por lo que la integración de servicios es transparente e inmediata. Con esta solución se minimiza la sobrecarga de protocolos, se optimiza la eficiencia en las comunicaciones a través del medio inalámbrico y se reduce la complejidad de los terminales y de la red del «core» para los servicios móviles.

4.3. De «Smart Grid» a «Intelligent Grid»

Nuestras actuales infraestructuras de energía e información operan con un alto grado de ineficacia e incomodidad. Esto no es conveniente para cubrir las necesidades dinámicas de la energía y la información en años venideros. Las tecnologías de energía inteligente pueden ofrecer beneficios excepcionales, permitiendo comunicar a los proveedores y los clientes, abriendo el camino para ajustar el consumo a las condiciones y los precios en tiempo real. Esta «respuesta a la demanda» contrasta con el sistema tradicional en el que el suministro debe cubrir la demanda.

La tecnología actual de la «Smart Grid» está basada en el uso de técnicas de energía inteligente y la puesta en práctica del control de potencia por medio de sistemas de información digitales (medidores y aplicaciones inteligentes) que se comunican a través de Internet con los proveedores de energía eléctrica, para optimizar el sistema. Este modelo lleva consigo el uso de dos infraestructuras separadas

e independientes, Smart Grid e Internet, interconectadas mediante «firewalls» para controlar la seguridad, como se puede ver en la Fig. 6.

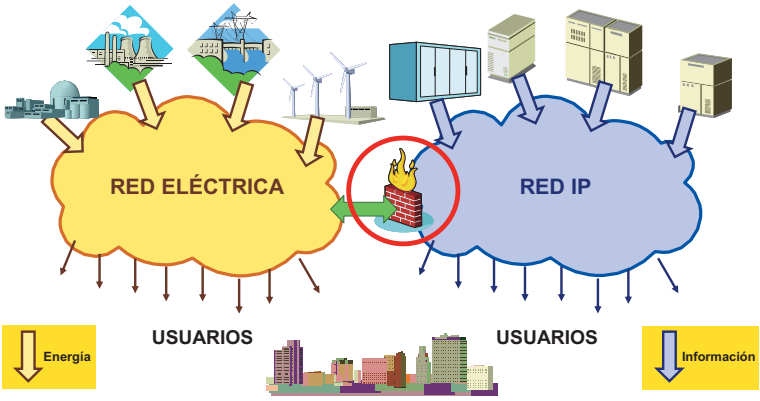


Figura 6. *«Smart Grid»:* Red Eléctrica e Internet interconectadas con *«firewall».* Fuente: L & M Data Comunications.

La visión de una Infraestructura totalmente compartida de Comunicaciones y Energía es, sin lugar a dudas, el ideal del futuro. La «Smart Grid» es solamente la mitad del camino hacia la «Red Inteligente», infraestructura compartida de energía e información, como describe la Fig. 7, que convierte la visión en realidad. Esta puede ofrecer el «Servicio Universal» que garantiza el acceso a la electricidad y las comunicaciones para todos los ciudadanos, aunque vivan en sitios no rentables para los operadores de telecomunicaciones, con un alto potencial para su uso en el mundo en vías de desarrollo, donde las necesidades de comunicaciones y energía podrán ser agregadas/integradas desde el primer día.

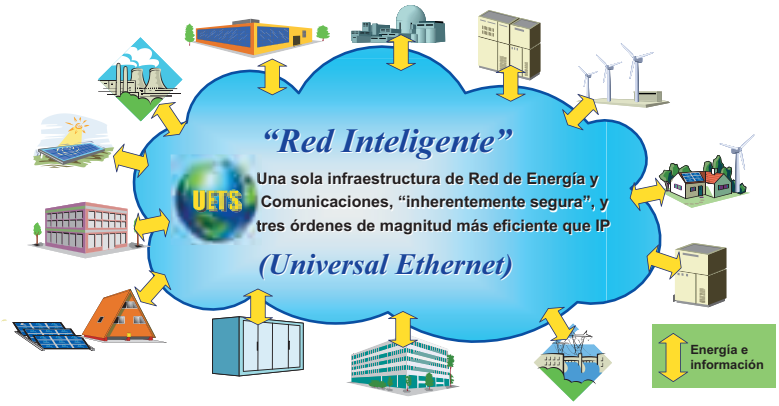
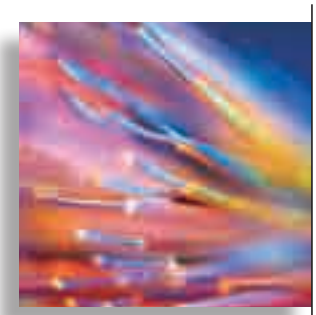


Figura 7. *«Red Inteligente»: Una sola Red de Energía y Comunicaciones.* Fuente: L & M Data Comunications.



La integración, a través del contador «TRUE», de módulos de medición avanzada de gas y agua, para controlar el suministro y la demanda en tiempo real, ahorrará picos de carga, permitiendo operar de un modo más seguro y rentable. La combinación del sistema de medición eléctrica y el dispositivo de acceso a las telecomunicaciones será utilizada para intercambiar información entre usuarios y proveedores. De este modo será más económico conectar microcentrales locales a pequeña escala distribuidas, descargando la red, mejorando la eficacia de la energía, reduciendo la necesidad de capacidad de transmisión y proporcionando un suministro de energía segura y evitando los apagones totales o parciales. Las necesidades estarán dinámicamente adaptadas a la disponibilidad y el control de carga reducirá la necesidad de costosas instalaciones para picos de carga y las infraestructuras de distribución de energía.

5. EQUIPOS DE RED Y PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN

Para crear, mantener y transmitir la información hay que consumir energía y, además, ésta se degrada. Las redes de siglo XIX no malgastaban la energía: el telégrafo solamente consumía mientras transmitía y el teléfono clásico no consume mientras está colgado. El desarrollo de los sistemas de información y comunicaciones a lo largo del siglo XX no ha tenido en cuenta el aspecto de consumo, lo que ha provocado que nuestras actuales infraestructuras de información operen con un alto grado de ineficacia, lo que dificulta enormemente el suministro para cubrir las necesidades de energía e información en años venideros.

Los proveedores de servicios necesitan un nuevo modelo para las infraestructuras de agregación y transporte, capaz de soportar la evolución desde la red actual, para ofrecer servicios de gran ancho de banda y alta calidad, controlando al mismo tiempo los gastos de explotación y el consumo energético. Las tecnologías de telecomunicaciones, que actualmente constituyen Internet, malgastan una gran cantidad de energía eléctrica que crece de manera exponencial con el número de usuarios y su velocidad de transmisión. Al mismo tiempo, clientes y servidores aumentan en tamaño, prestaciones y consumo de energía. Sólo en EE.UU. todos los equipos electrónicos gastan no menos de 250.000 millones de kWh al año, el equivalente al consumo de 35 millones de automóviles.

Los ordenadores personales desperdician un alto porcentaje de la energía que reciben de la red eléctrica. Además, muchos están siempre encendidos, cuando en realidad solamente se usan entre el 1% y el 5% del tiempo. La costumbre de dejar los ordenadores personales y estaciones siempre encendidos suponen unos 20.000 millones de kWh anualmente en EE.UU., cantidad suficiente para suministrar energía a dos millones de viviendas. Particulares, instituciones y empresas, pueden ayudar a minimizar la electricidad desperdiciada, a ahorrar dinero y a quitar el equivalente a 18 millones de automóviles de la circulación. La fabricación de un ordenador personal, que consume un promedio de 150 W y pesa entre 7,5 y 12 kg, requiere entre 8 y 14 toneladas de recursos no renovables, a saber un factor de más de mil. Los procesos de fabricación de productos de tecnología, que usan o generan como subproductos sustancias químicas y compuestos peligrosos, dañan el medio ambiente, y los productos contaminantes retornan al ecosistema de la Tierra como residuos peligrosos.

El creciente consumo de energía se está convirtiendo cada vez más en un asunto de preocupación, y el consumo y la eficiencia serán un factor principal en la elección de soluciones de red, especialmente en centros de datos. En este sentido, se realizan gran cantidad de investigaciones para reducir el consumo, como la norma IEEE 802.3az Energy-Efficient Ethernet (EEE). «La presión del mercado y la acción legislativa mundial están exigiendo mejoras en la eficiencia de energía de los sistemas conectados a red, porque los costes de energía son un componente principal del coste de explotación. Las características de EEE se requerirán explícita o implícitamente para las conexiones Ethernet en el próximo futuro».

Todas las soluciones y propuestas actuales utilizan la arquitectura clásica con dispositivos basados en bridges IEEE 802.1, routers IP o nodos MPLS/GMPLS y sus correspondientes tablas de encaminamiento. En cambio, los conmutadores UETS/EFR usan «matrix cross-point switches», que encaminan las tramas MAC con direcciones locales, asignadas a cada interfaz física de modo que la conmutación se puede hacer totalmente por hardware, como se describe en la Fig. 8. Se han demostrado capacidades de conmutación en el rango de los 50 Terabits por segundo en un solo chasis usando conmutadores «cross-point» comerciales. Esta técnica, además de ser inherentemente segura, ofrece mayor velocidad con un coste y un consumo de energía mucho más bajo.

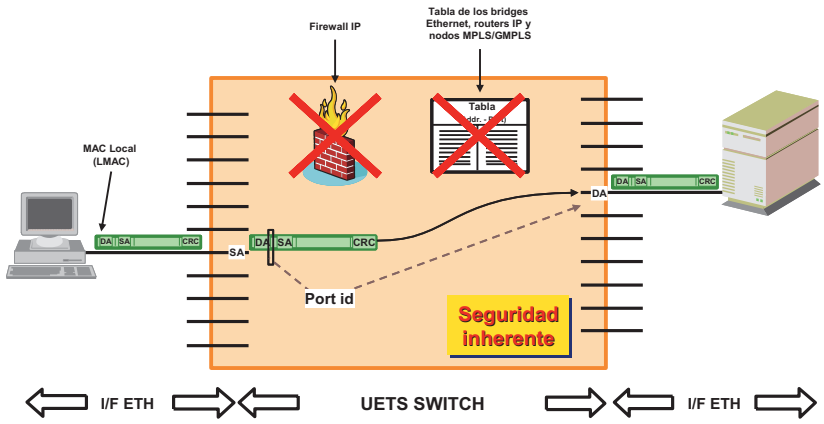


Figura 8. UETS/EFR: Conmutación física inherentemente segura.
Fuente: L & M Data Comunications.

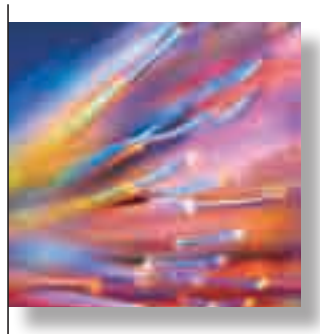
El uso de interfaces nivel 2 en la red UETS permite la puesta en funcionamiento del control de alimentación en el acceso de banda ancha, lo que representa la producción de más de cincuenta reactores nucleares (ver la Tabla 1). Éste es un aspecto que no ha recibido la atención que se merece y que, cada vez más, interesa a muchos técnicos que se preocupan por el medio ambiente.

Tabla 1. Servicios de banda ancha: ahorros potenciales.

EN TODO EL MUNDO	
Líneas telefónicas fijas	1.250 Millones
Conexión de banda ancha	30 W
Utilización de la banda ancha	1 al 5%
Ahorros potenciales del control de energía: 1.250 M x 30 x 0,95 x 24 x 365 = **312 TWh / año**	
Un reactor nuclear (típico) <> 6 TWh / año: 312 / 6 <> **52 reactores nucleares**	

5.1. Centros de Datos

En el modelo del «Ordenador en Red», las aplicaciones se instalan y mantienen en servidores, que en grandes instalaciones estarán ubicados en centros de datos. El consumo del procesador de los «terminales en red» puede ser suministrado mediante PoE (Power over Ethernet). Esto significa menos consumo de energía, menos calor, menos ruido porque no necesita ventiladores, y doble o triple duración que un ordenador convencional, reduciendo drásticamente la cantidad



de basura tecnológica. Sin embargo, incluso los PCs consumen mucha menos energía que los centros de datos de empresa, una de las instalaciones más intensivas en energía que existen. La Agencia de Protección del Medio Ambiente de EE.UU. estima que los centros de datos, junto con los servidores, consumieron dos veces más energía en 2006 que en 2000. Antes de 2012, su consumo de energía será de 100 mil millones de kWh, el 3% del suministro eléctrico de la nación, y para mantenerlos se necesitará el equivalente de 10 nuevas centrales eléctricas.

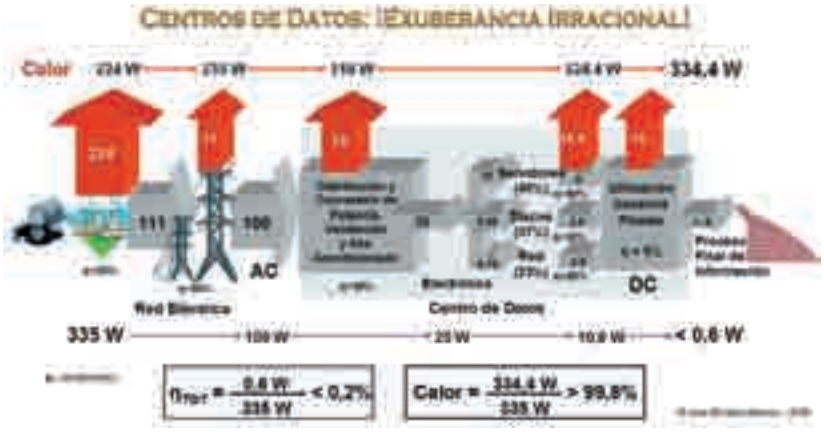
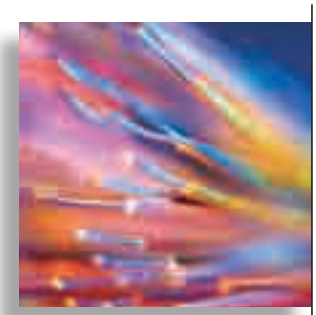


Figura 9. Desde las fuentes de energía al proceso final de información. Fuente: L & M Data Comunications.

A la actual tasa de crecimiento, todos los centros de datos se quedarán sin espacio, energía y refrigeración. Hoy, construir centros de datos con tecnologías de energía eficiente significa una complejidad adicional. Lo que necesitamos es más estandarización y simplicidad. Las medidas que implican las tecnologías de hardware no son suficientes para ahorrar energía y recursos, necesitamos también estrategias centradas en cortar el consumo de energía en todas las etapas del proceso. Sobre todo, las necesidades de energía del centro de datos deben tener en cuenta el calor generado por servidores, discos, equipos de red y otras aplicaciones. Los centros de datos clásicos disipaban de 300 a 400 W por bastidor, pero usando tecnología de «blades» cada bastidor puede producir más de 30 kW. La Fig. 9 representa la eficiencia neta para el recorrido completo de la electricidad: desde las fuentes de energía hasta el proceso final de información es inferior



al 0,2%. ¡Esto quiere decir que cada vatio empleado para el proceso de información necesita más de 500 W de energía primaria!

Año tras año, los servidores económicos «low-end» incrementan el rendimiento casi por el mismo coste, sin embargo, los costes relacionados con la energía están aumentando. Hoy, por cada euro gastado en hardware, se gastan 50 céntimos en energía, y en un futuro próximo, la energía superará en costes al hardware.

5.2. Microrredes eléctricas de corriente continua

La distribución de energía en c.c. (corriente continua) está muy extendida en las centrales de telecomunicaciones. Ésta, en conjunción con la Red Inteligente, abre posibilidades para las microrredes de energía eléctrica de c.c., en lugar de los actuales sistemas en c.a. (corriente alterna), que harán posible un gran ahorro de energía y costes en los equipos. Los sistemas de energía de c.c. malgastan menos energía eléctrica, generan menos calor, permiten más densidad de equipos electrónicos, y pueden recortar las pérdidas de energía en un 50%, reduciendo significativamente los costes de electricidad y la disipación de calor de la instalación energética, la ventilación y el aire acondicionado (HVAC), y haciendo innecesarias la unidades de energía ininterrumpida (UPS).

6. CONTROL DE DEMANDA

Uno de los aspectos más importantes de los sistemas de generación basados en energías renovables es la correlación temporal entre la demanda y la generación, porque cambian los conceptos básicos de los sistemas de generación convencionales. La clave para aprovechar estos recursos es la adaptación de la demanda al suministro (control de demanda) y no al contrario. Aquí reside el alto potencial de un acercamiento integrado o convergente a las redes de electricidad y telecomunicaciones, en concordancia con las estrategias definidas por la Unión Europea para «la implementación de redes de energía inteligentes y el desarrollo de conocimientos para la formulación incremental o radical de políticas de energía e innovaciones tecnológicas».

El ahorro de energía en el consumo final es mucho más eficaz que en cualquier otra parte del sistema, abriendo el futuro del control remoto

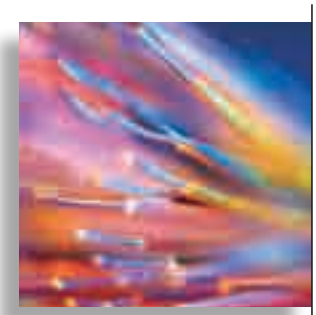
integrado para la automatización del hogar desde la red. Para controlar la demanda de energía, los nuevos contadores inteligentes, los contadores «TRUE», informan momento a momento del uso de energía al suministrador a través de la red UETS. Esto hace posible establecer tarifas continuamente variables, proporcionando incentivos económicos para cambiar el consumo de energía entre períodos de alta y baja demanda.

Los electrodomésticos con inteligencia incorporada reducen la demanda cuando reciben señales de que la red eléctrica está sobrecargada, o se activan cuando los índices de energía están más bajos. Eso puede quitar presión a la infraestructura sobrecargada, incrementando drásticamente la fiabilidad y la seguridad de la red energética, y acelerando el crecimiento de los sistemas de generación de energía más limpia. Debido a que la demanda máxima es más baja, necesita menos torres, postes, cables y plantas de energía remotas. Para conseguir este objetivo, es imprescindible que los operadores de telecomunicaciones y las compañías eléctricas trabajen en conjunto para estandarizar y certificar los dispositivos de energía inteligente y los interfaces de comunicaciones para control del uso de energía.

6.1. Los coches híbridos conectados a la red

El mercado de vehículos eléctricos favorecerá el desarrollo de aplicaciones críticas, como tarificación inteligente y V2G (Vehicle-to-Grid). En una primera fase se realizará el ajuste de carga mediante tarificación inteligente, y en una segunda, los vehículos eléctricos se convertirán en una fuente de generación distribuida a gran escala. Los coches eléctricos híbridos conectados a la red eléctrica se denominan «Plug-in Hybrid Electric Vehicles» (PHEVs), y hacerlos una parte esencial de la red es un concepto conocido como «Vehicle-to-Grid» (V2G). Un PHEV es un electrodoméstico, que debe ser gestionado por un sistema de control inteligente. La batería se carga durante las horas valle de consumo o cuando existe un exceso de energía debido a las renovables. El equipo, podría usar los cables de fuerza (PLC/BPL) o las comunicaciones inalámbricas (Wi-Fi/WiMAX) para conectar con el contador «TRUE», y así adaptar la carga instantánea a las condiciones en tiempo real de la red eléctrica.

El coche híbrido (no el exclusivamente eléctrico) es la solución a las energías renovables distribuidas: si lo conectamos a la red «teleco-



léctrica», no sólo se resuelve el déficit de los sistemas renovables en ciertos momentos a lo largo del año, sino que permite que el sistema combinado sea mucho más económico y eficiente. Esto coincide con un informe del gobierno francés que dice: «el vehículo híbrido con capacidad de conectarse a la red que combina las ventajas del motor térmico y el eléctrico, sin tener las desventajas más importantes de ambos, es probable que sea el vehículo del futuro (véhicule d'avenir). Es necesario un fuerte incentivo de los gobiernos en este sentido, para reducir a la mitad el consumo energético de los vehículos del gran público en la próxima década».

Si este nuevo tipo de vehículo tuviera además un diseño abierto, ultraligero, modular y simple, los componentes se podrían fabricar a muy bajo coste, creando una industria parecida a la de los Ordenadores Personales, se podría reparar en cualquier taller y tendría una duración indefinida cambiando los elementos que se fueran desgastando. Estos «Vehículos Ultraligeros Híbridos Conectables a la Red», extremadamente sencilos y ligeros, podrían llegar a consumir del orden de 1 l de combustible cada 100 km.

Los coches híbridos conectados a la red no son sólo medios de transporte, son generadores móviles; no les importa si la electricidad que producen va a parar a sus propias ruedas o a cualquier otra parte. Cuando los coches híbridos aparcan junto a las viviendas, los lugares de trabajo o el supermercado, se podrán conectar a la microrred local y suministrar electricidad a sus aparatos eléctricos o a las compañías a tarifas diurnas de alta demanda. Los generadores automotrices proporcionarán así una fuente de energía eléctrica que hará posible la integración de dos de los mercados más importantes del mundo: los automóviles y la electricidad.

Podremos también usar los coches híbridos para producir electricidad para la casa por la noche o en días nublados, cuando las placas solares no funcionan y los molinos estén parados por falta de viento. Una vez que el almacenamiento local esté lleno, el administrador del sistema energético empezará automáticamente a revender la electricidad durante períodos de mucha demanda, en que las tarifas son altas. También permiten complementar los sistemas de energía renovable para instalaciones que estén totalmente desconectadas de la red eléctrica general, pues pueden suministrar el déficit de energía que se produce en ciertos momentos del año, teniendo instalaciones óptimas en los elementos de generación (paneles solares, molinos), y de almacenamiento. Una

vivienda con una micro-red de c.c. controlada a través de una red UETS, paneles fotovoltaicos solares, generadores de viento y un PHEV enchufado al circuito de fuerza de la casa como fuente de energía complementaria, es el modelo perfecto de un sistema autosuficiente. Ver Fig. 10.

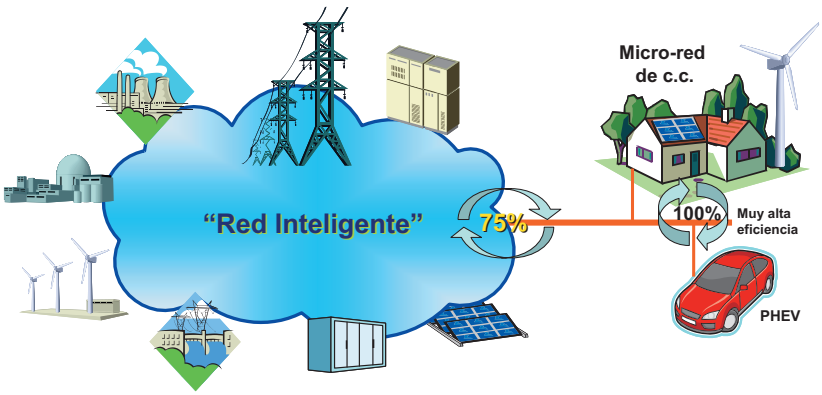
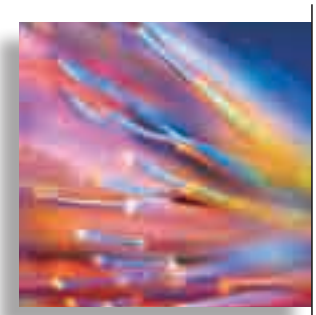


Figura 10. Sistema autosuficiente: micro-red de c.c. con vehículo híbrido. Fuente: L & M Data Comunications.

7. MOVER INFORMACIÓN EN LUGAR DE PERSONAS O COSAS

El aumento en el consumo de energía hace aconsejable invertir en el desarrollo de las tecnologías de la información y las comunicaciones. La excesiva movilidad es una razón fundamental para el aumento en el consumo de energía y la contaminación ambiental de origen humano. Como los precios del combustible aumentan, tiene aún más sentido mover información en vez de personas, y evitar desplazarse cuando sea posible.

Los esfuerzos realizados para transformar en virtual lo que es material significarán necesariamente una mejora en la eficiencia de los procesos. La comunicación digital es mucho más eficiente que mover físicamente a las personas, ahorrando tiempo y reduciendo costes (transporte, hotel, restaurante). El sistema de fibra óptica de la Red Inteligente UETS hará posible la «videoconferencia en realidad virtual» al hogar u oficina, con video de movimiento completo y en alta definición. Esta es una tecnología para conectar a las personas de un modo dinámico e interactivo en múltiples ubicaciones, una alternativa eficaz para reducir drásticamente los gastos de viaje, proporcionando una forma rentable de reuniones y aprendizaje a distancia. Las zonas



rurales se beneficiarán especialmente de esta clase de videoconferencias, convirtiéndose cada pueblo en un «centro de conocimiento».

El trabajo no es un lugar, y el teletrabajo representa el fin de la distancia: los teletrabajadores «conducen» la información, no los coches, salvando así vidas en accidentes de tráfico, viajando a la velocidad de la luz, reduciendo los gastos de transporte, combustible y la contaminación, elevando la calidad de vida y reduciendo el estrés. Pero teletrabajo no significa «trabajar en casa», sino descentralizar la oficina y usar las comunicaciones para llevar el trabajo a los trabajadores. La mejor solución no es «la oficina en casa», sino «la oficina cerca de casa», en un lugar accesible andando. El teletrabajo es muy beneficioso para las personas, la economía y el medio ambiente, y las ventajas del teletrabajo deben ser resaltadas, porque permite a las personas trabajar sin entrar en las grandes ciudades. Esto evitará el abandono del entorno rural, ayudando a prevenir los incendios forestales y a mejorar la conservación y la biodiversidad. Cada teletrabajador ahorrará al año 500 l de combustible, 4.000 km de conducción, y liberará 200 h de tiempo para dedicarlas a la familia y al ocio.

8. CONCLUSIONES

Durante los próximos años se va a invertir una ingente cantidad de dinero para desarrollar tecnologías para la nueva red energética, requiriéndose un estudio de campo exhaustivo antes de extender la integración. La crisis actual es realmente una oportunidad para invertir en las nuevas tecnologías para el ahorro de energía y la eficiencia, convirtiéndose el desarrollo de la «Red Inteligente» en una oportunidad excepcional. Este trabajo proporciona la base y aporta los fundamentos para muchos temas de investigación, que nos permitirán incorporar las tecnologías de la información y las comunicaciones en nuestra infraestructura energética. El resultado será un suministro de energía e información asequible, seguro y fiable, esencial para la economía de conocimiento del siglo XXI.

La validez de lo que aquí se propone queda patente en el artículo *EPB Deploys America's Fastest Fiber-optic Smart Grid,* publicado por la revista Electric Energy Magazine en su número de enero-febrero de 2011. La Junta de Energía Eléctrica (EPB), empresa municipal de la ciudad de Chattanooga en EE.UU., ha instalado la red totalmente de fibra óptica más potente del país, para garantizar una verdadera red inteli-

gente y ofrecer, al mismo tiempo, a sus 170.000 usuarios residenciales y comerciales, servicios de Banda Ancha para teléfono, vídeo y acceso a Internet a 1 Gbps, 200 veces más rápido que el promedio nacional actual y diez veces más rápido que el Plan Nacional de la FCC de Banda Ancha, una década antes de lo previsto. Esta inversión ofrece enormes ventajas respecto a la simple automatización de la lecturas de los contadores aportando así valor a la comunidad para mejorar la calidad de vida y liderar el camino hacia un brillante futuro económico en términos de educación, salud, desarrollo económico, calidad de vida y generación de nuevos puestos de trabajo. La única diferencia reside en que la EPB ha construido la red utilizando una arquitectura convencional basada en IP, en lugar de las técnicas avanzadas del UETS.

¿Seremos aquí capaces de liderar la innovación? Como dice del UETS el Presidente de la «Internet Society» en España (Andreu Veà): «Europa ha perdido ya demasiadas oportunidades para liderar la revolución de las Tecnologías de la Información e Internet»:

- Donald Davies, National Physics Lab, UK: Packet Switching, 1964-1965.
- Telefónica de España, RETD: Primera Red Pública de Paquetes, 1970-1971.
- Louis Pouzin, CYCLADES, Francia: Catenet & Datagrams, 1972-1973.
- Tim Berners-Lee, CERN, CH: World Wide Web, 1989-1990.
- ETSI: GSM Global System for Mobile communications, 1990-1991.

Esta es una ocasión única para España de liderar el desarrollo de la «Red Inteligente» del siglo XXI basada en la tecnología UETS. Tenemos el modelo, las personas y los conocimientos para implantarlo, sólo se necesita la ambición política e industrial para llevar adelante el proyecto, que podrá ser, a su vez, la semilla de nuevas aplicaciones y servicios, que permitirán crear un gran número de nuevos puestos de trabajo, y servirán de fundamento para la transición a la «Sociedad del Conocimiento».

2 LAS REDES INTELIGENTES: SU BENEFICIO, FINANCIACIÓN Y DESARROLLO

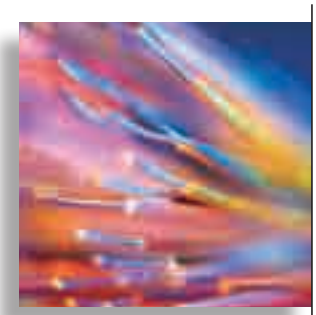
1. CONCEPTO Y DEFINICIÓN

Uno de los expertos que mejor ha enmarcado el concepto de «Smart Grid» ha sido el profesor Jeremy Rifkin[1] quien defiende que tanto el cambio climático como la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles han contribuido al desarrollo de una «ecoindustria» que va a permitir, entre otras cosas, un uso creciente de energías renovables. Ello, según Rifkin, sólo será a su vez posible si se dispone de redes eléctricas «activas» y de una capacidad estable de almacenamiento de energía que contrarreste la variabilidad intrínseca de las fuentes de energía renovables.

Resulta coherente la tesis de Rifkin según la cual la Humanidad se encuentra al inicio de una «tercera revolución industrial» (tras la primera de la máquina de vapor a finales del s. XVIII y la segunda, dependiente de la economía de los combustibles fósiles y la socialización de la telecomunicaciones en el s. XX), una vez que se combina el cambio de paradigma en el modelo energético con el que se ha producido en las comunicaciones tras el fulgurante desarrollo, durante dos décadas, de la red de redes «Internet».

Enmarcada en el contexto descrito, tiene sentido una definición de «Smart Grid» o Red Inteligente que resalte la necesidad de coexistencia de las redes de suministro de energía tradicionales, instaladas y operativas desde hace décadas, con el uso extendido de telecomunicaciones y modernos sistemas de información, para proporcionar a los usuarios las capacidades precisas de conocimiento y gestión de su consumo energético.

1 RIFKIN, Jeremy (2002). The Hydrogen Economy: The Creation of the Worldwide Energy Web and the Redistribution of Power on Earth. Tarcher, ISBN 1-58542-193-6.



Las «Smart Grids» son en esencia las redes (eléctricas) desarrolladas en el s. XX, pero «actualizadas» para prestar los servicios asociados al nuevo modelo energético del s. XXI.

El resultado de su implantación será *«un sistema de transporte y distribución de energía eléctrica que combine instalaciones tradicionales y modernas, haciendo un uso inteligente de monitorización, comunicaciones y tratamiento, de la información, con objeto de posibilitar a los diferentes agentes la realización de su actividad energética (consumo o producción). En suma, el último objetivo será la mejora en la eficiencia de un sistema que debe perfeccionar un mercado en competencia manteniendo su estabilidad eléctrica en tiempo real».*

2. UTILIDAD Y BENEFICIOS

Muchos son los beneficios que se esperan de estas redes y en este sentido se puede conseguir una visión más certera mediante su clasificación en función de los propios beneficiarios.

2.1. Sistema y empresas eléctricas

En la actividad de generación se podrá integrar más energía renovable e incluso evitar inversión concentrada en grandes centrales; en las actividades de transporte mejorarán la operación y la eficiencia.

Asimismo, en la distribución se dispondrá de una capacidad de observación y diagnóstico que antes no era posible. Todavía hoy, la operativa habitual de las distribuidoras eléctricas depende aún de la llamada telefónica de los clientes para identificar la pérdida del servicio eléctrico. También se considera evidente la mayor eficiencia en las funciones de operación y mantenimiento.

En cualquier caso, no es tarea sencilla la de cuantificar los beneficios que proporcionará el nuevo paradigma de las «Smart Grids». Muchas de las ventajas identificables individualmente están, en realidad, fuertemente interrelacionadas entre sí, por lo que es complejo efectuar un análisis de cada parámetro en sí mismo; por otro lado, la parte más obvia de los beneficios atañe directamente a la decisión voluntaria del consumidor en un mercado tan específico y estratégico como el energético.

Una de las estimaciones consideradas más plausibles en la industria, en estos momentos, se muestra en la Tabla 1, que muestra los porcentajes de ahorro previstos mediante la reducción del consumo eléctrico, la reducción en la punta de demanda y la reducción en las emisiones de CO_2.

Para cada región analizada se da un rango entre la previsión más pesimista de penetración/implantación de las «Smart Grids» («Lower») y la más optimista («Upper»), siendo las áreas analizadas los EEUU y la UE-27. La leyenda «DSO» hace referencia también a la región UE-27, pero en este caso el análisis viene del grupo EEGI (European Electricity Grid Initiative)[2] que también se mencionará más adelante.

Tabla 1. Estimación de beneficios en el sistema por regiones.

ESCENARIO SMART GRIDS	UE		EEUU		EEGI	
	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Reducción consumo electricidad (%)	2	7	5	15	5	10
Reducción punta de demanda (%)			5	20	5	10
Reducción CO_2 (%)	2	7	2,5	20	5	10

No hay una dispersión excesiva en ambos ejercicios, lo que es buena noticia y viene justificado porque los números globales del sistema se conocen bien actualmente.

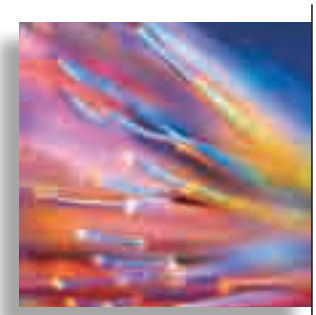
Desde la perspectiva del ahorro directo para las empresas eléctricas de distribución en la UE-27, los cálculos se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Estimación de parámetros del sistema y costes asociados en función del escenario «Smart Grid» (UE-27).

	Escenario Base	Escenario Smart Grid bajo	Delta		Escenario Smart Grid alto	Delta	
Consumo de energía 2030 (TWh)	3.980	3.781	-199	-5%	3.582	-398	-10%
Necesidad de potencia instalada 2007-2030 (GW)	686	659	-27	-4%	570	-116	-17%
Emisioes CO_2 2030 (Mt)	1.513	1.437	-76	-5%	1.210	-303	-20%
Distribución de costes (Capex+Opex)	795	734	-61	-7%	715	-80	-9%

También refleja cálculos de la EEGI y proporciona cifras absolutas de consumo de energía en el año 2030 (valor de TWh anual), capacidad instalada incremental entre 2007 y 2030 en miles de MW y estimación de las emisiones de CO_2 asociadas durante el año 2030 (en millones

2 http://www.smartgrids.eu/?q=node/170



de toneladas). Por último, se calcula el total de los costes de distribución para toda la UE-27 (suma de los gastos de capital más los gastos operativos), en miles de millones de euros, entre los años 2007 y 2030.

La columna azul analiza el escenario en ausencia de «Smart Grid», mientras que las demás comparan las cifras en los dos escenarios (pesimista y optimista) de penetración de «Smart Grids» que finalizasen hacia 2022, para el periodo 2007-2030. Incluso en el escenario más conservador se estima un ahorro total de 61.000 millones de €, alcanzando los 80.000 millones de € para el escenario más agresivo (pero realista).

2.2. Usuarios

Para los clientes finales:

- Será posible un uso más racional (por puro ahorro en una primera fase de concienciación de costes; mediante gestión informada de la demanda posteriormente).

- Se permitirá la integración del coche eléctrico.

- Será viable la microgeneración doméstica.

La clave y requisito fundamental para el éxito de las «Smart Grids» es que, además de beneficios para el sistema y sus empresas, proporcionen también ventajas tangibles a los usuarios. Si el cambio que preconizan las redes inteligentes aconteciera al margen del consumidor final, de forma que éste no lo percibiese, apreciase y demandase, sintiéndose identificado con su necesidad, todo el concepto de inteligencia de red no pasaría de ser una buena idea tecnológica a la que dedicar esfuerzos en I+D+i; no habría un desarrollo adecuado por falta de mercado e interés económico.

Cuando se habla de usuarios, por tanto, hay que modificar el enfoque tradicional del sector. El cliente final normalmente no entiende de tecnologías, sino de servicios y de un valor añadido que considere útil, dentro de un marco de libertad de elección.

En el futuro, los clientes que formen parte de las «Smart Grids» podrán ser atendidos en base a sus preferencias y podrán tomar decisiones

de gestión energética dependiendo del confort que deseen, de la continuidad de su actividad económica, del ahorro... El objetivo de una «Smart Grid» no será necesariamente minimizar el coste de la electricidad, sino maximizar el valor para el cliente.

El producto que las «Smart Grids» generan, transportan y distribuyen (la energía eléctrica) se debe gestionar en tiempo real. Lo esperable es que el cliente doméstico, en su mayoría, no vaya a querer optar por formar parte de este control de manera directa y continua (gestionando personalmente, por ejemplo a través de una conexión remota mediante PC u otro dispositivo, la decisión de cuándo y cuál de sus electrodomésticos debe consumir). Más lógico es que una mayoría de clientes contraten con comercializadores e integradores un servicio preestablecido, según unos resultados y condiciones requeridas (por ejemplo un cierto ahorro, o total de energía mensual consumida, o un porcentaje consumido por debajo de un cierto coste...) y deleguen en esos agentes la responsabilidad más o menos instantánea de la decisión.

3. DESARROLLO DE LAS «SMART GRIDS»

Se han de clarificar y procurar definición para diversos elementos antes de que el concepto de «Smart Grid» pueda gozar de implantación real.

3.1. Requisitos funcionales

El primer asunto a tener en cuenta en el desarrollo de las «Smart Grids» es la definición de las funcionalidades que el sistema debe proporcionar en su conjunto. En primera aproximación, éstas se pueden resumir en las reflejadas en la Fig. 1, donde se agrupan en niveles desde el usuario final hasta la transmisión y generación; en fin, toda la cadena de valor propia del negocio eléctrico.

Figura 1. Niveles funcionales de las «Smart Grids». Fuente: EEGI.

La Fig. 1 demuestra el papel central que adquieren las redes de Distribución en el desarrollo del concepto de «Smart Grid». También existen funciones propias de la transmisión y generación, pero el mayor impacto será el referido a la distribución, sencillamente porque es donde ha habido un uso relativamente menor de las telecomunicaciones y sistemas de información.

3.2. Condicionantes actuales. Infraestructura

De forma general, la «infraestructura de red» es muy poco atractiva para el usuario final, que está acostumbrado a disfrutar de servicios (electricidad, calor, agua potable, telecomunicaciones fijas y móviles, información…) sin preocuparse por la existencia de las redes que, en última instancia, permiten la provisión de tales servicios y menos aún en aceptar molestias derivadas de su existencia.

Las redes eléctricas de la actualidad no son muy diferentes a las que se desplegaban hace medio siglo. Son las infraestructuras de telecomunicaciones que se asocien a ellas y las tecnologías específicas con las que interactúen, las que definirán el nivel de «inteligencia» de que se dotarán las «Smart Grids» y por ende los flujos de información, según se esquematiza en la Fig. 2.

Figura 2. La red eléctrica. Fuente: IBERDROLA, S.A.

A continuación se indican algunas características de estas redes en la actualidad:

- Diferentes redes pueden tener muy distintas características entre sí y diversas formas en las que llegar al cliente final. La «desviación estándar» o variabilidad es grande. La distribución urbana es, en su detalle, muy diferente a la distribución rural.

- Son, con diferencia, las redes más ubicuas de nuestro tiempo. El éxito de las «Smart Grids» significará la culminación de la evolución de las tecnologías de telecomunicaciones, capaces de ofrecer servicios en el escenario con los mayores y más estrictos requerimientos de escalabilidad.

- Presentan desafíos a las tecnologías existentes. Por ejemplo, la cada vez mayor proliferación de activos de distribución subterráneos representa un requisito adicional para las soluciones de comunicaciones inalámbricas definidas en los últimos 15 años. Es la gran oportunidad del PLC («Power Line Communications»)

- Pueden ser de difícil cobertura por las soluciones de red fija tradicionales. Un ejemplo es el caso de los conocidos «cuartos de contadores», que en edificios viejos están ubicados al margen de un acceso sencillo a las redes de telefonía clásicas (ver ejemplo en la Fig. 3).

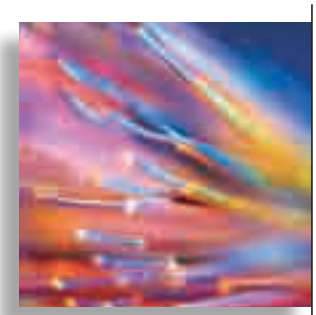


Figura 3. Ejemplo de cuarto de contadores. Fuente: IBERDROLA, S.A.

Es en la realidad de la infraestructura descrita donde se ha de actuar para la creación del nuevo concepto de «Smart Grid». Y se debe desarrollar pensando en el prerrequisito marcado de hacer al usuario el centro de las nuevas redes de Distribución.

Las «Smart Grids» deben estar preparadas para que en el futuro, aún cuando se vayan introduciendo de forma paulatina, se puedan prestar las funciones que permitan al cliente actuar, decidir, directamente o, como no se ha comentado ya, más probablemente a través de comercializadoras o agregadores. Al final, el cliente debe recibir recomendaciones de cómo mejorar la eficiencia de su consumo, tiene que ser capaz de recargar la batería de su vehículo eléctrico estando conectado a red sólo hasta que se alcance la carga deseada, tiene que poder verter a la red el excedente de su producción doméstica permitiéndosele, por qué no, el uso en tiempo real de señales de precios que irán configurando una respuesta activa de la demanda y, en suma, una contribución al auténtico mercado que se necesita para la electricidad.

Para dar una idea de las magnitudes que se manejan, es interesante constatar que las actuaciones concretas de los despliegues de «Smart Grid» se producirán en una diversidad de sitios; en la Tabla 3 se pueden observar algunas cifras genéricas, y también las particularizadas para el caso de Iberdrola en España, que dan una idea de las magnitudes que puede adquirir una red para casi 11 millones de puntos de suministro.

Tabla 3. Ejemplos de número de activos en eléctricas europeas de tamaño medio-grande. Fuente: IBERDROLA, S.A.

TIPO	NÚMEROS
Subestaciones (ST & STR)	**Miles** (1.380 en Iberdrola)
Centros de Transformación de superficie + aéreos	**Decenas de miles** (71.640 en Iberdrola)
Centros de Transformación subterráneos + integrados en edificio	**Decenas de miles** (24.900 en Iberdrola)
Puntos de suministro	**Millones** (10.740.000 en Iberdrola)

3.3. Actuaciones e impacto en la red

Las «actuaciones» se reducirán en el mejor de los casos a una actividad básica de instalación de equipos electrónicos que dotarán a la red de nuevas capacidades. No es esta la única actividad, pero sí la más básica e inmediata del despliegue de una «Smart Grid».

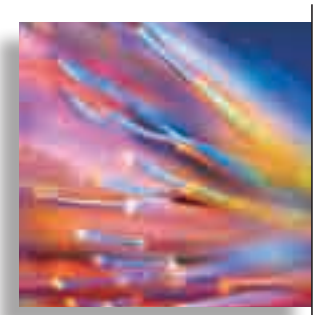
Dos son los objetivos principales que se consiguen con esta «evolución» de la red eléctrica:

- Comunicar y transportar información entre distintos emplazamientos de la «Smart Grid».

- Medir, controlar y diagnosticar.

En los cuartos de contadores será necesario sustituir los contadores electromecánicos tradicionales, los famosos «Ferraris» (en honor al inventor del principio físico bajo el cual funcionan[3]) por contadores electrónicos con diversos grados de inteligencia; (en la Fig. 3 se observa un cuarto con este tipo de contadores modernos) en los centros de transformación de media a baja tensión habrá que instalar «concentradores» de la medida de los contadores, sensores tanto en la baja como en la media tensión y los elementos de actuación y maniobra relevantes para la operación, diagnóstico y mantenimiento de la red; y en todo el espectro de activos de red los correspondientes equipos de telecomunicaciones deberán ser desplegados y configurados para que la información fluya en tiempo real. Por supuesto, gestionar toda esta inmensa cantidad de información requiere de unos centros de gestión y operación que también deberán adaptarse adecuadamente.

3 http://en.wikipedia.org/wiki/Galileo_Ferraris



Como núcleo esencial de las «Smart Grids», las redes de telecomunicación deberán ser consideradas junto con la red eléctrica de forma inseparable, aún cuando, en parte, sean propiedad de terceros.

Para una casuística tan heterogénea como la de las redes de distribución se habrá de emplear con toda probabilidad un «mix» de tecnologías y de servicios prestados, tanto con redes propiedad de las distribuidoras como de operadores de telecomunicaciones ajenos. La gestión unificada en la distribuidora debe estar orientada a la optimización de costes y a la reutilización y compartición de recursos.

4. COSTE Y FINANCIACIÓN

Por el puro tamaño y cobertura de las redes eléctricas, el coste de implantación de «Smart Grids» a nivel global es ciertamente elevado. Existen numerosos análisis sobre estimaciones y las cifras agregadas son fabulosas, de miles y miles de millones de euros. Además, no es despreciable la dispersión en cifras, fruto de las diferentes definiciones, y por tanto, distintos alcances del concepto de «Smart Grid».

Una cifra orientativa para el coste estimado de la «Smart Grid», exclusivamente en la parte de Distribución, puede rondar los 300 € por punto de suministro. Sólo en España, estaría hablándose de más de 8.000 millones de €. En el otro lado del Atlántico, en EEUU, las cifras que maneja el DoE[4] para «Smart Grid» a todos los niveles de la compleja estructura eléctrica estadounidense son de 1,5 billones (trillones anglosajones) de $ de inversión hasta 2030.

Por lo que respecta a la financiación, se suele afirmar que, al final, será el consumidor el que en última instancia correrá con todos los gastos. No es del todo cierto. Obviamente, cada usuario estará pagando una parte del despliegue de las «Smart Grids» en la factura de la luz, que incluye la retribución regulada a las redes. Pero también una parte importante se autofinanciará por los beneficios operativos que suponga la incorporación de las redes inteligentes a los procesos operativos de las eléctricas.

No existe en la actualidad ningún plan de negocio para el desarrollo de las «Smart Grids» que contemple su justificación tan sólo por bene-

4 http://www.energy.gov/

ficios operativos. La mayoría de ellos, que actualmente concentran sus análisis en el apartado de telegestión (lectura y gestión remota de contadores), se apoyan en una mejora tarifaria (o compromiso de mejora), que el regulador previamente ha concedido.

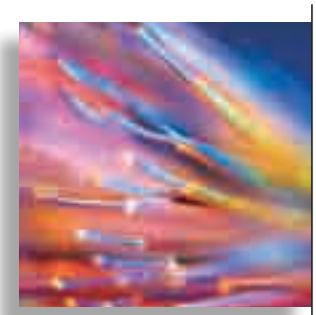
Una primera pregunta podría plantearse sobre cómo se reparten los supuestos beneficios que tiene a su vez continuidad en una segunda cuestión sobre cómo se demuestran tales beneficios. No es posible repartir aquello sobre lo que no se está seguro y no se puede estar seguro sobre aquello que, tecnológicamente, no se haya demostrado en la realidad. La «realidad» no de un laboratorio, sino de demostraciones a gran escala, al menos del tamaño que permita que los resultados sean replicables, extrapolables y aporten una medida clara de los beneficios.

La gran ventaja de las demostraciones descritas es que permiten acotar el riesgo, limitando el volumen de la inversión y además permiten que se pueda justificar una financiación pública de forma que pueda controlarse el detalle auditable de la cantidad de las diferentes partidas, y sobre todo el detalle de los resultados.

El modus operandi descrito ya ha sido aceptado en los EEUU. En la Ley «Energy Independence and Security Act» de Diciembre de 2007 (firmada por el anterior presidente, G. W. Bush[5]) ya aparece un capítulo entero (el «Title XIII») dedicado en exclusiva a las «Smart Grids». Por otro lado, el actual presidente Obama incluyó la promoción de las «Smart Grids» como un objetivo de su programa electoral, y ésto se ha materializado en ingentes ayudas a la inversión que podrán ampliarse en un futuro[6]. Según el esquema implantado, no se paga toda la inversión, exigiendo compartir el riesgo al 50% se han posibilitado demostraciones a gran escala, ya decididas y que se han iniciado.

La lista de los proyectos aprobados hasta ahora se puede consultar en[7], un extracto de la misma en la categoría de «Advanced Metering Infrastructure» se muestra en la Tabla 4 donde, por tercer lugar en importancia del monto total, se muestra el proyecto de la empresa Central Maine Power (filial del Grupo Iberdrola[8]) que consiste en el

5 http://thomas.loc.gov/cgi-bin/bdquery/z?d110:H.R.6:
6 http://www.businessweek.com/technology/content/oct2009/tc20091027_594339.htm
7 http://www.energy.gov/recovery/smartgrid.htm
8 http://www.cmpco.com/tc20091027_594339.htm



desarrollo de Smart Metering (medida inteligente de contadores) con fuerte contenido de capacidades de gestión de la demanda y con una inversión necesaria de 196 millones de $, que va a recibir la mencionada subvención federal por importe de 96 millones de $ (casi el 50%).

Tabla 4. Listado de algunos Proyectos aprobados en EEUU. Fuente: Departament of Energy.

ADJUDICACIONES DE SUBVENCIÓN PARA INVERSIÓN SMART GRID - 'RECOVERY ACT' EEUU				
CATEGORÍA 1 - CONTADORES INTELIGENTES				
NOMBRE DEL ADJUDICATARIO	**FONDOS ADJUDICADOS**	**VALOR TOTAL PROYECTO**	**SEDE DEL PETICIONARIO**	**DESCRIPCIÓN BREVE DEL PROYECTO**
CenterPoint Energy	200.000.000$	639.187.435$	Houston, TX	Completar la instalación de 2.2 millones de contadores inteligentes y reforzar aún más la fiabilidad y propiedades auto-regenerativas de la red electrica mediante instalación de más de 550 sensores e interruptores automáticos que ayudarán a proteger contra perturbaciones del sistema tales como desastres naturales.
Baltimore Gas and Electric Company	200.000.000$	451.814.234$	Baltimore, MD	Desplegar una red de contadores inteligentes y un sistema avanzado de control de clientes para 1.1 millones de clientes residenciales que permitirá tarifas eléctricas dinámicas. Expandir el programa de control directo de carga de la empresa, que aumentará la fiabilidad de la red eléctrica y reducirá la congestión.
Central Maine Power Company	95.900.000$	195.900.000$	Augusta, ME	Instalar una red de contadores inteligentes para todos los clientes residenciales, comerciales e industriales en el territorio de servicio de la eléctrica - aproximadamente 650.000 contadores.
Salt River Project	56.859.359$	114.003.719$	Tempe, AZ	Expandir la red de contadores inteligentes de la eléctrica, añadiendo 540.000 contadores adicionales, un portal web para clientes y tarifas dinámicas que porporcionarán al consumidor información en tiempo real sobre uso de energía y precios que puede usar para reducir su factura energética.
Reliant Energy Retail Services, LLC	19.994.000$	65.515.000$	Houston, TX	Instalar un conjunto de productos de telegestión, permitiendo a los clientes gestionar su uso de electricidad, promocionar la eficiencia energética, y reducir los costes totales de energía.
Cleco Power LLC	20.000.000$	62.519.800$	Pineville, LA	Instalar una red de telegestión de contadores para todos los clientes de la eléctrica - más de 275.000 contadores - que permitirán la interacción con el cliente y la automatización de la distribución.

En el entorno europeo, la actual situación de crisis no ha representado el mejor de los escenarios para poder financiar iniciativas similares a la estadounidense.

Sin embargo, aún hay tiempo para reaccionar en esta importante «carrera» tecnológica con fuertes implicaciones sociales. Una parte de las distribuidoras del continente han colaborado con la Comisión Europea en la definición de lo que va a ser un gran programa de demostraciones a las que previsiblemente se dirigirán importantes presupuestos, en línea con otras cantidades ya destinadas al EEPR (European Energy Programme for Recovery[9]).

El instrumento seleccionado por Bruselas consiste en una «Iniciativa Industrial de Redes de Electricidad»[2] cuyos socios fundadores están indicados en la Fig. 4. Se resalta que dos empresas españolas están involucradas: Iberdrola y REE.

Figura 4. Miembros fundadores de la EEGI europea. Fuente: EEGI.

En cuanto al programa dedicado en exclusiva a las empresas distribuidoras (ver Fig. 5), se han definido 12 grandes áreas de demostración, relacionadas con los niveles funcionales descritos en la Fig. 1. Para cada una de las áreas se han establecido unos indicadores (KPI, «Key Performance Indicators») relacionados con los beneficios estimados, de manera que esté asegurada su medición y evaluación objetiva.

9 http://ec.europa.eu/energy/eepr/index_en.htm

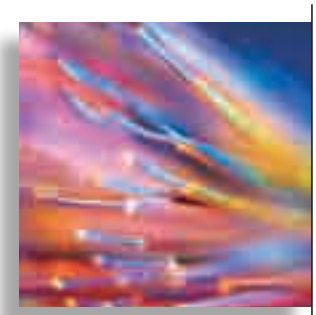


Figura 5. EEGI: Proyectos funcionales de Demostración para Distribución. Fuente: EEGI.

La EEGI fue lanzada durante la presidencia española de la Comisión en 2010 como un proyecto de nueve años con una financiación total de 2.000 millones de €[10].

5. LOS PROYECTOS DE IBERDROLA

En el terreno más particular, en lo que atañe a Iberdrola como mayor empresa energética de España y compañía relevante en la Comunidad de Madrid, unos pocos datos pueden ayudar a contextualizar las cifras de inversión que se manejan en global. Iberdrola, en base a su gestión de raíz española, es actualmente una empresa energética internacional muy centrada en el área atlántica y con un crecimiento importante previsto en los EEUU y Latinoamérica.

Actualmente, el grupo cuenta con más de 33.000 empleados y casi 45.000 MW de potencia instalada (de los cuales más de 12.000 MW son eólicos). Obtuvo un beneficio neto de 2.870 millones de € en 2010 y se configura como una de las 5 mayores utilities cotizadas a nivel mundial.

10 http://ec.europa.eu/energy/technology/initiatives/doc/grid_implementation_plan_final.pdf

En todas las empresas del Grupo Iberdrola se está desarrollando un fuerte interés por las actividades de «Smart Grid». Para aprovechar sinergias, existe un Comité Director global que coordina a nivel estratégico las acciones relacionadas en todo el Grupo. Aunque en cada país tanto la regulación como el mercado tienen sus particularidades y ello marca el ritmo y forma en el que se acomete el despliegue, en base a las mencionadas sinergias se están detectando interesantes oportunidades de aprovechamiento y mejora de eficiencia.

En la Fig. 6 se esquematizan las principales características, a efectos de despliegue, en los tres países donde Iberdrola ha comenzado el desarrollo de «Smart Grids»: España, Reino Unido y EEUU.

Figura 6. Proyectos «Smart Grid» en Iberdrola. Fuente: IBERDROLA, S.A.

Es interesante mencionar que en EEUU la mayoría de los estados ya tienen regulaciones adoptadas que reconocen las inversiones en las redes de distribución y, una vez justificadas éstas, permiten su recuperación. Por tanto, si se une a lo anterior la oportunidad de aprovechar, como en el caso de la filial Central Maine Power, un estímulo federal, ya se puede considerar la viabilidad de iniciar un proyecto completo. El caso descrito puede justificar desde el punto de vista de negocio el proceder a un despliegue de importancia: 600.000 puntos de suministro sustituidos por contadores inteligentes, financiados al 100%:

- un 50% como ayuda económica federal a una demostración a gran escala considerada de interés general.

- el restante 50% a través de la retribución regulada de la distribución eléctrica.

En el caso español no existe un «plan de negocio» similar mientras no se promueva la regulación que lo permita. Sólo queda, de momento, acudir a demostraciones de cierta escala con ayuda financiera.

En el Reino Unido será el propio mercado el que, por el momento, justifique el plan de negocio (exclusivamente en el caso de la telegestión de contadores) de forma que la inversión espera recuperarse a través de mayores ingresos por los clientes.

Con los planteamientos descritos y a pesar de las incertidumbres en algunos casos, Iberdrola ya ha iniciado (con diferente alcance, tamaño y calendario programado) desarrollos «Smart Grid» en los tres países (ver Fig. 6):

- el caso británico (ScottishPower) comprende 30.000 contadores de electricidad y gas así como dispositivos de gestión de energía en casa del cliente.

- el caso americano (Central Maine Power), con los más de 600.000 puntos de suministro comentados, está orientado principalmente a la telegestión y a la oferta de gestión energética eficiente en el hogar.

- el caso español, en la ciudad de Castellón de la Plana con más de 100.000 puntos de suministro.

5.1. El desarrollo en España. PRIME.

Centrando la explicación en el caso que resulta más cercano, el denominado Proyecto STAR (Sistema de Telegestión y Automatización de Red) parte de un modelo en el cual existe una obligación legal que se trata de aprovechar como oportunidad.

En España, el Real Decreto 1110/2007 y la subsiguiente Orden Ministerial ITC/3860/2007 obliga a la sustitución de los contadores de tipo electromecánico por unos nuevos, electrónicos, que tengan capacidad de telegestión. La sustitución debe hacerse a lo largo de un periodo en el que existen unos hitos intermedios de cumplimiento para finalizar, en cualquier caso y para todas las distribuidoras españolas, en el año 2018. Aunque todas las eléctricas acumulan un cierto retraso con respecto a

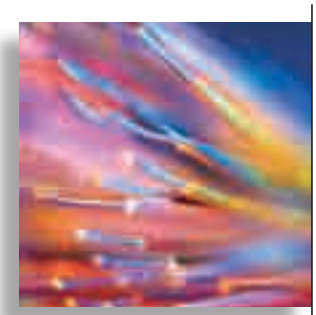
los plazos marcados en la Orden Ministerial, se va a realizar el máximo esfuerzo para acomodarse a los plazos e hitos intermedios (ver Fig. 7).

Figura 7. El marco legal de la telegestión en España desde la perspectiva de Iberdrola. Fuente: IBERDROLA, S.A.

Solamente para el caso de Smart Metering, el Proyecto STAR sustituirá más de 10 millones de contadores y va a situar concentradores de telegestión en casi 100.000 Centros de Transformación.

En el caso de Iberdrola conviene resaltar una característica técnica de la mayor relevancia: que se ha decidido adoptar la interoperabilidad, como requisito necesario para un adecuado control de la inversión, vía competencia de mercado. Uno de los objetivos primordiales es emplear contadores de diferentes fabricantes, sin limitación alguna, en las instalaciones asociadas a la telegestión. Asimismo, es fundamental poder utilizar concentradores también de diversos fabricantes en los Centros de Transformación, y todo ello en el marco de una red de telecomunicaciones que también se pueda reutilizar para el resto de la «Smart Grid».

En un futuro, los contadores se verán como auténticos dispositivos digitales de comunicaciones («nodos») que formarán parte de una red; en realidad la propia medida de los parámetros relevantes de consumo, potencia, calidad etc. será simplemente una más de la variedad de funciones que estos contadores inteligentes tendrán.



La red de comunicaciones asociada será indudablemente muy compleja, y de una magnitud tal que representará una novedad para Iberdrola. Es muy optimista, y hasta ahora ningún despliegue real apoya tal idea, pensar que una sóla tecnología será capaz de dar respuesta a la totalidad de los condicionantes en la totalidad de los escenarios: Iberdrola cree, en base a su experiencia, que mostrarán su superioridad las «combinaciones» de soluciones flexibles, en las que tendrán que integrarse todo tipo de medios: inalámbrico, conducido etc.. El PLC (Powerline Communications) es sin duda una potente alternativa para convertirse en una interesante opción a este respecto. Sobre la variante de banda ancha, denominada habitualmente BPL (Broadband over Powerline), Iberdrola ha venido adquiriendo experiencia y conocimientos por diversos foros europeos desde al año 2003, y la implicación directa en proyectos europeos como OPERA (Open PLC European Research Alliance) ha permitido demostrar que el uso de la propia infraestructura de distribución es una clara ventaja en términos de coste, eficiencia, calidad del mantenimiento y control de la evolución tecnológica.

En un mercado de contadores que indudablemente estará abierto a la libre competencia, los despliegues de «Smart Metering» significarán, con toda probabilidad, la existencia de una base muy heterogénea de contadores instalados, con diferentes niveles de funcionalidad en el seno de diferentes áreas de red. Parece, por tanto, obligatorio proveer del nivel necesario de estandarización y coexistencia, de interoperabilidad en una palabra, entre los diferentes fabricantes homologados. Iberdrola entendió en su momento que las diferentes soluciones de «Smart Metering» basadas en PLC carecían del nivel requerido de normalización e interoperabilidad. De hecho, la conclusión del detallado estudio inicial fue que la mayoría de los productos en mercado eran propietarios, habían sido desarrollados hace mucho tiempo e implicaban riesgos adicionales sobre las inversiones de las eléctricas, ya que sus limitadas funcionalidades y ancho de banda no serían capaces de soportar los requerimientos esperados de las «Smart Grids» y los contadores inteligentes.

En base a lo anterior, Iberdrola decidió comenzar la iniciativa PRIME (PoweRline Intelligent Metering Evolution) en Diciembre de 2006, con la idea de definir un protocolo abierto cuyas especificaciones fueran libremente distribuibles (hoy en día se puede descargar directamente de la página web de Iberdrola o de la de la Alianza PRIME), y huyendo de cualquier tecnología propietaria, patentada y/o licenciada mediante royalties. A nivel de aplicación los contadores PRIME funcionan con el protocolo orientado a objetos DLSM/COSEM, que lleva unos 17

años desarrollado y establecido en Europa como el estándar de facto para la descripción del modelo de datos de todo tipo de contadores.

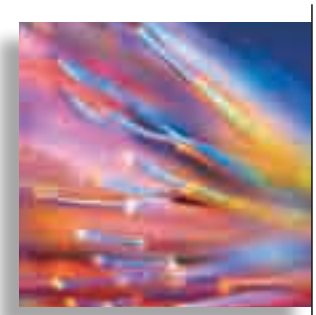
La racionalidad económica de la decisión tomada se muestra muy claramente cuando se realiza un simple cálculo sobre el total de contadores que Iberdrola instalará en España: un ahorro de sólo un euro en el coste de cada contador representa, al multiplicarlo por más de 10 millones, una considerable optimización en el coste total del sistema. De la misma manera, el uso de tecnologías abiertas podría representar eficiencias de cientos de € en cada uno de los casi 100.000 concentradores de telegestión.

PRIME ha evolucionado en la actualidad hacia una Alianza industrial madura en la que de forma voluntaria participan los principales fabricantes de contadores, tales como Landis+Gyr, ZIV, Itron, Sagemcom, Orbis, Sogecam, etc. y de equipos de Centro de Transformación (concentradores), como ZIV, Current, etc. soportados por importantes empresas de tecnología que proporcionan chips compatibles de forma competitiva (Texas Instruments, STMicroelectronics, Fujitsu, ADD…).La presencia de varias empresas eléctricas termina de dar sentido al escenario global industrial, conformando la cadena completa de suministro en un mercado ya establecido.

PRIME en su versión actual (v1.3) está basado en tecnologías abiertas y probadas del estado del arte para garantizar que los requerimientos futuros del mercado sean satisfechos y las inversiones de las eléctricas están aseguradas.

No tendría sentido instalar sólo la solución de telegestión sin aprovechar la infraestructura de telecomunicaciones que ésta necesita para otros usos, que realmente conforman la «Smart Grid» y son útiles para el negocio de las distribuidoras. Con la clara meta de mejorar la calidad de servicio, reducir pérdidas técnicas y mejorar la operativa, se pretenden supervisar de forma novedosa una cantidad importante de parámetros de las redes de media tensión en tiempo real, que se irán progresivamente extendiendo a las propias instalaciones y a la red de baja tensión.

Adicionalmente, cuando esté justificado económicamente en base a un renovado plan de gestión y operación de red, se dotarán los activos de capacidad de telemando para proceder a la automatización de la Operación. Son estos los pasos que, complementando al despliegue de contadores inteligentes, permiten alcanzar el grado de infraestructura mínima de «Smart Grid».



El conjunto de elementos de «Smart Grid» anteriormente descrito se gestionará y controlará en tiempo real desde renovados centros de control que funcionarán en base a nuevos sistemas de información y comprenderán las funciones de medida y operación tanto en media como en baja tensión, sirviendo también a una planificación de red y nuevos suministros más precisa y automatizada.

La primera prueba del concepto de Iberdrola en España (Castellón de la Plana) consta de algo más de 100.000 suministros que están siendo sustituidos en su totalidad por contadores inteligentes, y unos 520 centros de transformación con su correspondiente electrónica asociada.

Los contratos de suministro y servicios han sido adjudicados a un gran número de empresas que adquirirán experiencia y know-how para futuros despliegues. La instalación de la parte de «Smart Metering» finaliza en verano de 2011.

Para cuando el proyecto STAR en Castellón finalice su despliegue, será un despliegue de referencia a nivel europeo, y el primero con tal nivel de funcionalidad en una ciudad completa. Será uno de los principales candidatos a figurar como demostrador europeo de gran escala.

6. CONCLUSIONES

Las «Smart Grids» serán necesarias para las nuevas funciones que debe prestar el sistema eléctrico, aunque sus beneficios no son de inmediata cuantificación y/o asignación.

La tecnología está disponible en base al gran avance de las tecnologías de información y telecomunicaciones. Iberdrola considera que la interoperabilidad, basada en protocolos abiertos, es fundamental.

El elevado coste de su implantación plantea un reto financiero importante, que sólo puede resolverse con una adecuada regulación. Son, precisamente, las demostraciones financiadas el único camino viable para medir los beneficios esperados.

Iberdrola es pionera en la implantación de «Smart Grids» tanto en la cobertura geográfica de sus despliegues como en el alcance y funcionalidad de los desarrollos.

3 ECOSISTEMAS ENERGETICOS EFICIENTES. REDES Y MICRORREDES INTELIGENTES

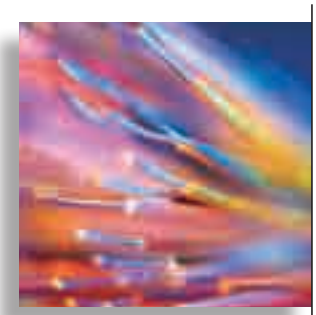
INTRODUCCIÓN

En los albores del siglo XXI es una evidencia algo que durante décadas se ha ido planteando en términos progresivamente más alarmantes, que «el desarrollo» entendido como el desarrollo que hasta ahora conocemos, es decir, crecimiento permanente de todo aquello que supone concentración de recursos, deficiente redistribución y enorme desperdicio, no es sostenible.

Se plantean iniciativas para tender hacia un desarrollo que sea ambientalmente viable, en el que sea más importante el concepto de redistribución que el concepto de crecimiento permanente, donde, de alguna manera, tengamos en cuenta que ya disponemos de enormes cantidades de riqueza en poco espacio, y que es difícil seguir acumulando cada vez más y donde, además, no se vea como un logro económico, rentabilizable políticamente, el hecho de que el consumo de recursos y energía crezca permanentemente.

El sistemático aumento del consumo como indicador del desarrollo no es un logro, el logro sería no crecer en el consumo de recursos básicos y energía, pero en cambio tener mejores bienes y servicios multiplicando el ahorro y la eficiencia de determinados sistemas, lo que permitiría tener una mejor distribución en todas las escalas territoriales y en las múltiples dimensiones del ecosistema energético.

El tantas veces debatido cambio del sistema energético no puede limitarse a un replanteamiento estratégico sobre las fuentes de producción y a la reformulación del mix energético, en el contexto de los compromisos adquiridos en nuestro marco europeo y global en materia de energías «limpias». Un sistema energético es una matriz multidimensional donde se acrisolan: materia, energía, información, espacio, agua,



residuos, emisiones, política, tecnología, conductas y dinero. Para que el sistema sea realmente eficiente, dinámicamente equilibrado y sostenible, los flujos de todos estos elementos dentro del sistema no pueden ser lineales sino multidireccionales, deben desarrollarse en todas las direcciones y sentidos del espacio del sistema.

El cambio del sistema y del modelo energético nos debe llevar a retomar el significado del término energía. La energía no es objeto de consumo sino de transformación, podemos pagar los servicios asociados a la transformación de la energía y a su aplicación, pero el concepto de energía es simplemente la capacidad de poder realizar un trabajo, conseguir algo a partir de algo, el concepto de eficiencia se refiere a la disponibilidad y el concepto de sostenibilidad, al equilibrio. En esa transformación debe haber el menor impacto posible sobre el medio natural, el entorno, el clima, la salud y las personas.

Disponemos hoy de grandes fuentes de energía primaria: el carbón, los combustibles fósiles, petróleo, gas natural, y por otra parte la electricidad que es un producto de transformación de cualquiera de esas fuentes, de la energía potencial, o de otros recursos primarios. Se investiga sobre nuevas fuentes de energía, entre ellas el hidrógeno y la fusión nuclear, y finalmente trabajamos para incorporar las fuentes de energía de origen solar y las renovables que producen electricidad y proceden de la interacción del sol con el aire y el agua, con los ciclos de las mareas y con el calor de la tierra. En términos generales tenemos la capacidad de producir una cantidad suficiente de energía, pero somos muy ineficientes en su gestión y transformación. El problema principal no está en la producción, sino en el desarrollo de los medios en cuyo contexto la transformación de la energía se realiza aumentando la componente útil y reduciendo el residuo energético. En el mundo post industrial del siglo XXI los recursos y medios de gestión, transferencia y almacenamiento inducen a la energía a un cambio cualitativo, que consiste en aumentar la exergía y reducir la entropía, multiplicando el valor energético de los recursos primarios, y en ello tienen un papel determinante las nuevas Tecnologías de la Información y de la Comunicación.

El mundo de las nuevas Tecnologías de Información y Comunicación está creando una nueva sociedad. Hemos pasado de un mundo de mercancías reales, a un mundo de mercancías virtuales, en el flujo de

la información. La información lo es todo. Esa mercancía virtual se ha convertido en una mercancia tan valiosa que hay que hacer todos los esfuerzos para que, primero, llegue al mayor número de gente posible y, segundo, como es ahorradora de energía en relación a la utilización tradicional de la materia, —ahorrar materia siempre es ahorrar energía pues la materia hay que transformarla y eso requiere energía—, hay que extenderla en todo el sistema.

No hay opciones claras a la generación limpia de energía de manera masiva, al menos en los próximos 50 años. ¿Qué queda entonces?. Pues queda algo muy sencillo, mejorar el uso actual de la energía, aumentar la eficiencia energética en el uso de las fuentes de las que hoy disponemos y transformar en útiles ingentes cantidades de energía hoy desperdiciadas. La conclusión es que hay que mejorar la eficiencia de consumo y acudir a una enorme bolsa de recursos energéticos complementarios, la que procede del desperdicio.

Somos una civilización del desperdicio total, gran parte de lo que tenemos nos sobra, lo tiramos, aunque tenga valor. No sabemos sacar lo mejor, o no queremos, de gran parte de la energía que transformamos. Hay una vía ahí potentísima de mejora, que todavía no se ha explorado suficientemente.

Contrapongamos el concepto de civilización del desperdicio al concepto de desarrollo ambientalmente viable: no podrá haber un desarrollo ambientalmente viable si no somos capaces de combatir esta civilización auténticamente del desperdicio, donde la riqueza de los pueblos se mide por la cantidad de basura que emiten al día, incluyamos en basura todos los productos residuales de nuestro sistema, incluida una parte muy importante de la energía transformada.

Desafortunadamente hoy, en nuestro sistema, la riqueza es proporcional al desperdicio. Todos los esfuerzos que se hagan por convertir en virtual, lo que es material significarán necesariamente una mejora en la eficiencia de los procesos, y la aplicación eficiente de Tecnología de la Información a la gestión inteligente de la transformación energética permite convertir una parte muy significativa de los residuos en fuente primaria de materiales y energía. Por eso hay una enorme esperanza en cualquier mejora que haga que las nuevas Tecnologías de la Información y Comunicación, y que, en general,

el mundo de la tecnología, vaya encontrando vías cada vez más eficaces de expandirse, porque eso no puede ser más que beneficioso para el equilibro global del sistema y de la sociedad, donde podremos probablemente conseguir muchas más cosas por esa vía que por las tradicionales.

Figura 1. Bienestar, consumo energético y generación de residuos. Una paradoja que plantea enormes posibilidades. Fuente: ENERES.

1. HACIA UNA NUEVA VISIÓN DEL ECOSISTEMA ENERGÉTICO. CONCEPTO INTEGRAL DE LOS SISTEMAS ENERGÉTICOS

El campo de desarrollo de iniciativas en pro de la sostenibilidad y la eficiencia energética es cada vez más amplio y los frentes de actuación se van multiplicando a medida que nuestra sociedad va asimilando la experiencia, los aciertos y errores de las acciones que en cada capítulo de la recién iniciada lucha por la recuperación del equilibrio ambiental, que vamos acometiendo.

Nuestro método científico propicia la disección del problema y su desintegración en campos de especialización. La dinámica de nuestro sistema económico, según la cual el crecimiento es proporcional al consumo propicia la rápida explotación de los nichos de mercado, el rendimiento inmediato y los compartimentos estancos en las unidades de negocio. El tiempo en nuestro sistema político exige el lanzamiento apresurado de iniciativas de acción rápida y resultados evidentes.

En los últimos años, a cada empujón dado a la implementación de políticas energéticas para la sostenibilidad ha seguido una fase crítica sobre los resultados y un proceso correctivo. Por el camino han queda-

do una buena cantidad de recursos aportados por el conjunto de los ciudadanos para la implementación de políticas más o menos erráticas de generación, distribución y gestión del consumo de energía y agua y la creación de estructuras e infraestructuras básicas, que en términos generales han sido explotadas en beneficio del colectivo pero también, y más de lo que hubiese sido deseable de intereses particulares, lo que ha lastrado la capacidad de inversión en recursos básicos para la eficiencia energética durante los próximos 25 años.

Nos encontramos ahora en una de esas encrucijadas críticas. Tras haber invertido importantes recursos en el área de la generación renovable de la energía, es en este momento cuando se evidencian las debilidades de un modelo centralizado de producción, de un sistema unidireccional ineficiente de distribución, y de un concepto global que deja en un plano secundario la parte esencial de la solución, la reducción de la demanda energética.

Si damos unos cuantos pasos atrás dejamos de ver, en cada momento particular, cada uno de los pequeños campos de especialización e interés particular de este enorme mosaico que es el supersistema energético. Nos alejamos de la visión súper especializada de la piel de los árboles para volver a ver los árboles y el bosque, y recuperaremos la perspectiva global del problema.

El contexto de nuestro estudio es el de un ecosistema-energético que pretendemos dotar de equilibrio y sostenibilidad.

Nos referimos a una comunidad energética a escala global, continental, nacional, territorial, urbana, intraurbana y doméstica, y a los factores físicos que configuran su entorno, a los procesos de relación entre los distintos componentes del sistema energético, y a las transformaciones y los ciclos de la energía, que son los elementos y los procesos que determinan el campo del ecosistema energético.

La interacción entre todos los organismos del sistema y la que tienen con el medio en el que se desarrollan, y el estudio de sostenibilidad y eficiencia energética se debe desarrollar a nivel individual, a nivel de la población, a nivel de la comunidad y a nivel del ecosistema energético.

Los estudios, a cada una de las escalas, examinan cómo los distintos tipos de agentes y estructuras energéticas interaccionan como consumidores o generadores de recursos o como competidores con las mismas nece-

sidades y sobre recursos comunes. La visión del sistema energético como un ecosistema nos permite ver cómo se comporta en conjunto. En lugar de centrarnos en el estudio de los casos particulares vamos a ver los aspectos operativos más importantes del sistema, por ejemplo la cantidad de energía que se produce e introduce dentro del sistema, cómo fluye la energía en los distintos escalones en la cadena «*alimenticia*» del consumo energético, o los factores que determinan la tasa de desperdicio energético o la tasa de reutilización de la energía residual dentro del sistema.

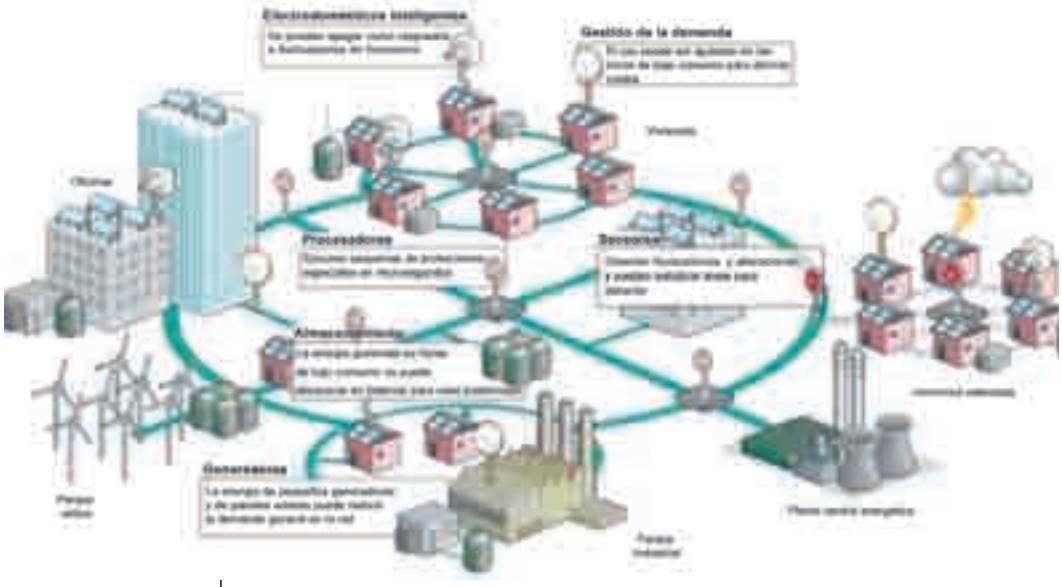


Figura 2. La integración en red de redes, y bajo la lógica de la inteligencia en la gestión, de los recursos de generación, distribución, almacenamiento y transformación de la energía aproxima el sistema energético al modelo de ecosistema eficiente. Fuente: ENERES.

En este contexto se está planteando, y a nivel inicial, produciendo, una transformación del sistema, de los medios de generación y producción de energía y sobre todo de las redes estructurales de distribución y gestión, que van a permitir integrar dispositivos distribuidos de generación, consumo y almacenamiento e implementar procesos «inteligentes» de medición , control, gestión e interacción en y entre los distintos componentes del ecosistema energético, y con otros ecosistemas energéticos eficientes.

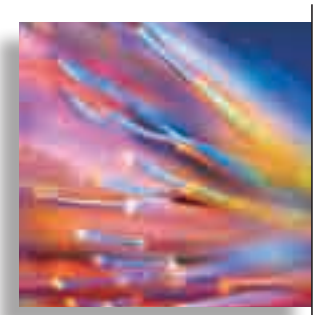
La integración de los dispositivos distribuidos de generación y microgeneración de energía y de los dispositivos de almacenamiento en una red distribuida e integrada, permite desarrollar procesos homeostáticos para el reequilibrio constante del ecosistema energético y procesos

simbióticos para la interacción entre subsistemas mediante la transferencia de energías que en un subsistema son residuales y en otro pueden ser primarias; y el retorno energético o económico.

En la gestión eficiente de la producción y el consumo de energías de fuentes renovables solar o geotérmica, energías residuales, y energías de generación y microgeneración distribuida, cobran especial importancia como componentes de la red los dispositivos que permiten la acumulación, el almacenamiento y el uso de energías de media y baja potencia.

En este punto se superponen las redes de gestión de la transformación y distribución de energía eléctrica y de energía térmica, y nos damos cuenta de que la red integrada de información que se desarrolla para la gestión «inteligente» de los recursos eléctricos no debería ser otra red, sino un plano distinto, de una sola red global integrada de la gestión eficiente de recursos que incluya planos de gestión inteligente en red del agua, del espacio, de los materiales y, por qué no, de los alimentos, de la salud, de la educación, y de los recursos financieros. El concepto de red eficiente e inteligente está basado en un estado de equilibrio dinámico, sustentado en sólo dos puntos: información y redistribución. El diseño del sistema debe gestionar el equilibrio inestable de un mundo cambiante. La viabilidad del sistema exige retornar al equilibrio global. Las redes inteligentes pueden ser una parte importante del entramado biológico del equilibrio, por eso su diseño debe ser abordado con una amplia visión universal e integradora que canalice positivamente los intereses particulares en el marco de la responsabilidad social.

Figura 3. Interacciones y flujos dentro del ecosistema humano en el que se encuentra el ecosistema energético. Fuente: ENERES.



2. EL ENORME POTENCIAL DE LA RED

Hemos recorrido un largo camino desde 1882, cuando Thomas Edison envolvió en yute unas barras de cobre y las introdujo en tubos rígidos llenos de un compuesto bituminoso para distribuir energía a los 59 usuarios del primer servicio, débil y vacilante, de suministro de energía eléctrica.

En 1888 Nicolás Tesla describió el *Nuevo Sistema de Motores y Transformadores de Corriente Alterna*. El sistema universal desarrollado por Tesla usaba transformadores para escalonar el aumento del voltaje desde los transformadores a las líneas de transmisión de alto voltaje y a continuación escalonar el descenso del voltaje desde las líneas hacia los circuitos de distribución locales y los usuarios. El sistema permitía cubrir la demanda para iluminación, el suministro a motores, y la transformación local a corriente continua; permitía importantes ahorros y economía de escala porque hacía posible la generación adaptada a la demanda de distintos tipos de corriente, mejorando la eficiencia en la transformación y generación, reduciendo costes y propiciando la expansión de la red y de la utilización de la electricidad.

Figura 4. Tesla aportó a la red la base tecnológica y conceptual que la hizo escalable, modular y extensa, y los principios básicos de eficiencia. Fuente: ENERES.

Al facilitar el desarrollo de redes de plantas de generación, interconectadas en áreas geográficas extensas se redujo el coste de la generación eléctrica mediante la flexibilidad y la adecuación de la producción a la demanda, la fiabilidad aumentó, los costes y las inversiones se redujeron y su repercusión se pudo distribuir entre un mayor número de usuarios. La transmisión a largas distancias permitió incorporar a la red recursos de producción eléctrica de más bajo coste como el hidroeléctrico o la producción con centrales situadas junto a las minas de carbón.

En aquel entonces, había 1.500 millones de personas en el mundo, y sólo un puñado de familias disponían de electricidad. En el año 2020, la población mundial será de 7.500 millones de personas y el consumo se habrá incrementado en un 75% (en comparación con el del año 2000), dividido en partes iguales entre países en desarrollo y países en desarrollados. Esto significa un aumento de la demanda de un 37,5% cada 10 años.

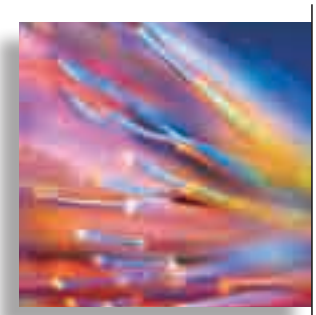
Además de proporcionar suministro y oportunidades a la industria, la demanda del sector electrónico e informático está ejerciendo una presión tremenda sobre la red. El aumento de la carga que corresponde a la incorporación de las nuevas tecnologías informáticas y de fabricación automatizada, ha aumentado un 40% y cabe prever que esta carga aumente a más del 60% en 2015. La automatización industrial, Internet, las operaciones bancarias en línea, la electrónica de consumo, requieren cada vez más y más potencia de suministro.

Este tipo de crecimiento exponencial somete a una enorme tensión a las redes de energía existentes. Redes que son cada vez más grandes, interconectadas internacionales y vulnerables. No sólo deben ser desarrolladas nuevas líneas de transmisión y de distribución, combinando las fuentes energéticas y los combustibles convencionales y las fuentes de energía renovables, sino que, además, un nuevo nivel de tecnología tendrá que ser integrado en el sistema para garantizar la eficacia, la fiabilidad y la seguridad, la flexibilidad y respeto al medio ambiente.

Ya se está produciendo un fenómeno de inversión masiva en muchos países. En 2010, el gobierno chino está dispuesto a invertir más de 5.400 millones de euros en el desarrollo de tecnologías de red inteligente, mientras que Estados Unidos ha destinado a este fin unos 5.200 millones de euros. Mientras tanto, la inversión anual en Europa se estima en aproximadamente 5.000 millones de euros.

El plan de la UE para la financiación de su Plan Estratégico de Tecnología Energética estima que el costo de las acciones de mejora de las interconexiones y la creación de nuevas superconexiones a la red para abastecer a Europa de forma segura costaría más de 200.000 millones de euros en 2050.

Todo el mundo parece estar de acuerdo con estas estimaciones que contemplan muy fuertes inversiones en infraestructura regional, y también todos coinciden en que el retorno de las inversiones a realizar se optimiza adoptando la tecnología de las redes inteligentes de energía



y comunicaciones. Esto dará dar lugar a que la mayor parte de sus inversiones se apliquen a proyectos sobre la infraestructura de la red, incluyendo mejoras en la transmisión y la automatización de las subestaciones y la distribución.

En muchas redes urbanas, los cables y equipos se encuentran más allá de su vida útil proyectada de 30 años y que siguen envejeciendo bajo unas cargas que incluyen temperaturas extremas, vibraciones, entrada de agua, y daños por ejecución de obras. Con la demanda de electricidad creciendo a un ritmo del 2% anual, la necesidad de una renovación es urgente.

Del mismo modo, muchas grandes redes regionales y nacionales están bajo una presión de uso constante, ya que no fueron concebidas para la transferencia de grandes cantidades de electricidad entre puntos distantes, ni, especialmente, para afrontar aumentos repentinos de la demanda.

Las consecuencias son apagones masivos que afectan a millones de personas. En Estados Unidos, en 2005, hubo 13 grandes apagones, en 2006, 19, en 2007, hubo 13, en 2008, hubo 21, en 2009, 14,6. Por aspectos relativos a la calidad en relación a los fallos de suministro eléctrico las empresas americanas tienen costes de 74.000 millones de euros de media cada año, una cantidad proporcionalmente superior pero seguramente parecida a los costes que estos factores provocan en la Unión Europea y en otras regiones económicas importantes.

Irónicamente, las redes de larga distancia están fallando en el mismo momento en que la tecnología de los nuevos materiales ha conseguido ampliar la distancia de transmisión posible, que ya ha alcanzado los 2.500 km de CA y más de 7.000 km de líneas de alto voltaje CC. Esto permite que las redes crucen los continentes, los océanos y las zonas horarias y compensar las variaciones día / noche y las demandas estacionales.

Por otra parte, con válvulas de alta tensión, ahora es posible la transmisión de corriente continua en alta tensión a grandes distancias con pérdidas de transmisión más baja (normalmente alrededor del 3% por cada 1.000 km). Se ha comprobado que podría tenderse una línea de alto voltaje en corriente continua, HVDC, desde Marruecos hasta Londres, con una distancia de aproximadamente 2.700 km, con pérdidas por debajo del 8%. En la actualidad, sólo alrededor del 2% de la electri-

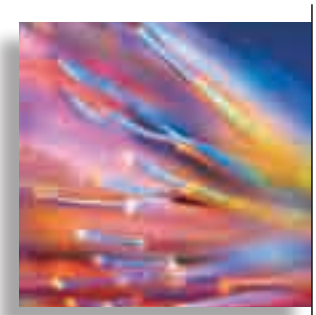
cidad se transmite a lo largo de líneas HVDC, en unos 100 proyectos en todo el mundo, que unen los grandes centros de producción de energía a las zonas de elevada demanda. Existe por lo tanto un enorme potencial, tan sólo ya en el campo de la transmisión a larga distancia para resolver el soporte físico de una red universal.

Esto nos lleva muy cerca del sueño que en 1969 planteaba el futurista diseñador de la red eléctrica universal, Buckminster Fuller, que por primera vez argumentó que *«ya que la energía es riqueza, la integración mundial de las redes industriales facilitará el acceso de toda la humanidad, en cualquier parte, a una situación total de bienestar operativo en toda la tierra».*

Figura 5. Buckminster Fuller exploró el enorme potencial de equilibrio ambiental y social que una red de distribución universal podía aportar a la humanidad. Fuente: ENERES.

La visión de Fuller incluye una vasta red internacional de energía compartida que haría que las guerras (a menudo basadas en la lucha por los recursos naturales, como petróleo y gas) no tuvieran sentido, ya que crearía una nueva base de la riqueza, por ejemplo, de kWh:

«Ahora esto es factible. Una red intercontinental que integre América, Asia y Europa, e integrar la noche y el día, y, de manera esférica, las zonas de sombra y de luz del planeta Tierra. Esto permitiría el uso durante las 24 horas del día, del hasta ahora sólo utilizado 50% de la capacidad mundial de generación en reserva, cuyo 50% restante, de capacidad no utilizada hasta ahora, se requiere obligatoriamente sólo para la cobertura de las cargas punta de los usuarios locales de energía, no interconectados. Esta integración de la red intercontinental, duplicaría la capacidad de la infraestructura generadora de energía eléctrica de nuestro planeta, ya instalada y en uso».



Ya están en marcha ambiciosos proyectos internacionales para la creación de redes en cooperación, como TREC (Cooperación Trasmediterránea en Energía Renovable), que han promovido el concepto DESERTEC para la construcción de plantas de Concentración de Energía Solar (CSP) en el Sahara para proporcionar electricidad limpia y renovable que se distribuirá a través de la red EU-MENA, Europa-Este y Norte de África, que a su vez integra la producción renovable de una parte del territorio donde se implanta.

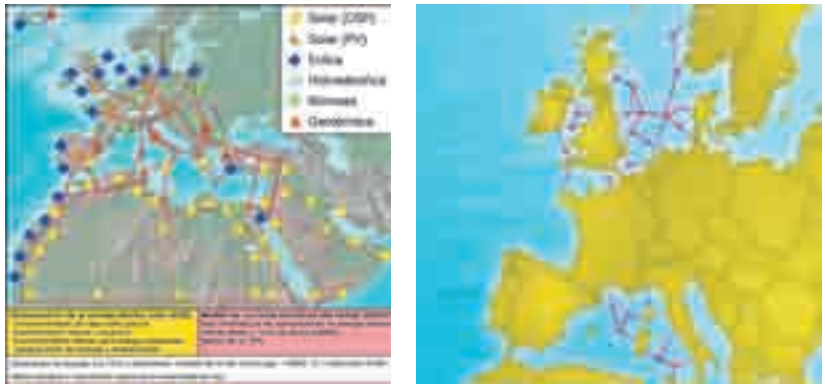


Figura 6. DESERTEC y AIRTRICITY, la integración en red de las grandes infraestructuras de generación de energía de fuentes renovables. Fuente: ENERES.

Además, en virtud de la reciente presidencia francesa de la Unión Europea, en 2009, se inició un nuevo proyecto de cooperación, la Unión Mediterránea (Umed). Se está planeando la construcción de una red de 45.000 millones de euros HVDC para transferir la electricidad producida por instalaciones solares ubicadas en el área subsahariana y el norte de África a los consumidores europeos.

En otra área, Airtricity, se han formulado propuestas para vincular los parques eólicos de alta mar, en toda Europa, a través de una red submarina de transmisión de alta tensión que uniría seis mares: el Mar Báltico, el Mar del Norte, el Mar de Irlanda, el Canal de la Mancha, el Golfo de Vizcaya y el Mediterráneo para resolver las fluctuaciones de la energía eólica en el contexto de una superred, ya que siempre habría, en alguna parte, viento para la generación.

Esto nos lleva al dilema de la generación de energía, que se puede expresar de una manera sencilla: Cada año se desarrollan nuevas ideas , conceptos y tecnologías para la generación eléctrica: desde la realimentación de energía a la red eléctrica local, desde las células de

energía de un vehículo eléctrico de combustible de hidrógeno, o desde una red distribuida de paneles fotovoltaicos sobre las azoteas de las casas de los consumidores, a nuevas formas de generación de energía eléctrica masiva, como CSP o eventualmente, las tecnologías de fusión nuclear (el proyecto ITER en el sur de Francia).

El dilema de la generación proviene del hecho de que la generación de electricidad está creciendo cuatro veces más rápido que el de transporte disponible y la infraestructura de distribución.

¿Por qué invertir en más energía, si no se puede gestionar y distribuir de manera eficiente?.

3. LA RED «INTELIGENTE»

Hoy en día los sistemas de energía están diseñados para soportar las grandes instalaciones de generación que sirven a los consumidores lejanos a través de un sistema de transmisión y distribución que es esencialmente de un solo sentido. Sin embargo, la red del futuro será necesariamente un sistema de dos vías, donde la energía generada por una multitud de pequeñas fuentes, distribuidas - además de las grandes instalaciones - fluye a través de un entramado en forma de red distribuida en lugar de una estructura jerárquica.

Esta visión de dos vías y descentralizada de la red ha llevado a muchas comparaciones que equiparan la red inteligente a una «Internet» de la red eléctrica. Muchos expertos coinciden en que las redes inteligentes son mucho más que la medición inteligente o automática (AMR), que son sólo un primer paso preliminar.

Las comunicaciones juegan un papel muy importante en las redes inteligentes, permitiendo dos vías de intercambio de información, seguimiento, control y mantenimiento en tiempo real. Los clientes interactúan ampliamente en la red, tanto facilitando y accediendo al suministro de los datos de consumo de energía como incluso la retroalimentación de energía producida en sus propios sistemas, edificios, barrios, ciudades, regiones o países, en la red.

Los procedimientos de medición y control ya no son electromecánicos, sino digitales, lo que permitirá el acceso a los precios en tiempo real y a realizar una medición neta. Además, el mecanismo de mercado para

el intercambio de energía entre las empresas y los países se verá reforzado por una mejor comunicación.

El control de las operaciones diarias pasará de realizarse con equipos de control manual y local, a otros de control remoto, y el mantenimiento será continuo y predictivo.

La generación y el almacenamiento de energía ya no serán centralizados, sino que serán distribuidos, a menudo recurriendo a las fuentes renovables de energía proveniente de mini-redes: por ejemplo, las combinaciones de paneles solares, aerogeneradores, geotermia, mini hidráulica, celdas de combustible, etc..

El control del flujo de corriente puede ser amplio y automatizado con protección proactiva.

En otras palabras, los cortes de suministro se pueden prevenir antes de que se produzcan. Monitores y sensores serán omnipresentes en la red inteligente. Por último, el sistema dispondrá de mecanismos internos de homeostasis que resolverán automáticamente su reequilibrio y autosanación.

Para conseguirlo se necesita algo más que cables.

Se requieren tecnologías avanzadas de control y gestión, nuevos tipos de servicios de red, y un enfoque global que combina el monitorizado y control de las nuevas infraestructuras, integradas en las redes de transmisión y distribución, y tecnologías de información y comunicación para el control de cargas.

El resultado será una red que estará muy automatizada, aplicando más «inteligencia» para operar, supervisar, e incluso curarse a sí misma. Esta «red inteligente» será más flexible, más fiable y más capaz de satisfacer las necesidades de una economía digital.

4. BENEFICIOS ASOCIADOS A LA RED INTELIGENTE

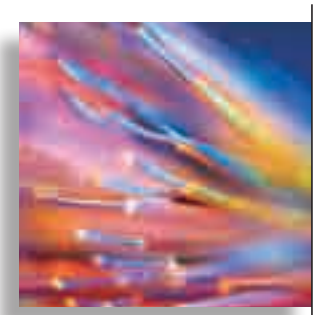
Los beneficios de la construcción de una red inteligente de servicios dependen de muchos factores, incluida la infraestructura eléctrica existente, la dinámica de la carga, las necesidades del cliente y el entorno reglamentario. Independientemente de ello, los beneficios en la calidad

del servicio, la mejora de la eficiencia energética, la mejora de la eficiencia operativa y la reducción del impacto sobre el medio ambiente van a ser muy importantes. Entre otros aspectos de mejora señalamos:

- No es necesaria la presencia física en los puntos de generación, consumo, almacenamiento o distribución con una reducción muy significativa del trabajo y las acciones de operación y mantenimiento in situ.
- Los usuarios tienen autonomía operativa y se reduce el recurso a servicios externos.
- Se simplifican y mejoran las transacciones y el retorno económico bidireccional.
- Reducción de los cortes de suministro.
- Reducción de las pérdidas de energía.
- Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Optimización del funcionamiento de los transformadores.
- Mejora de las operaciones en red.
- Reducción de los costes de integración y de mantenimiento.
- Reducir la demanda pico directamente, al permitir que ciertas cargas se desactiven automáticamente.
- Racionalizar la utilización de la infraestructura de acuerdo a las condiciones del sistema.
- Posibilidad de escalonar la inversión de capital mediante la optimización de las infraestructuras existentes.

Hay consenso entre los expertos. En términos generales, a los operadores de la red se les promete una «mejora sustancial» en las capacidades de vigilancia y control que les permitirá ofrecer un mayor nivel de fiabilidad del sistema, incluso con la perspectiva de afrontar una demanda cada vez mayor:

— Las instalaciones tendrán menores perdidas de distribución, se podrán diferir inversiones y gastos de capital y se conseguirán costes de mantenimiento reducidos.



— Los consumidores tendrán mayor control sobre los costos de energía, incluyendo la posibilidad de generación y venta de su propia energía, mientras son beneficiarios de un suministro de energía más fiable.

— El medio ambiente se beneficiará de la reducción de la demanda máxima, la proliferación de fuentes de energía renovables, y la correspondiente reducción de las emisiones de CO_2, así como de contaminantes como metales pesados y otros.

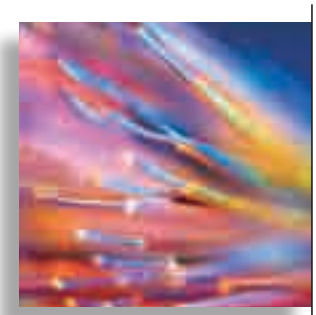
Para ver qué puede significar la implementación de redes inteligentes en términos de rentabilidad financiera, recurrimos a los datos del Electric Power Research Institute (EE.UU.) que estima que una inversión de 121.000 millones de euros en tecnología de redes inteligentes, tecnología para su integración y el desarrollo, puede producir 467.000 millones de euros y 588.000 millones de euros en ingresos adicionales, al igual que la red, distribuidos entre todos los agentes y operadores, incluidos los usuarios.

Esto significa una relación costo-beneficio de 4:1 y 5:1 para quienes quieran invertir en el cambio y debería ser un incentivo para que el planteamiento se impulse con fuerza con una estrategia global.

RED ACTUAL	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	RED MODERNA
Responde para prevenir daños adicionales. Se enfoca en la protección de los bienes después fallos del sistema.	**Se autorrepara**	Automáticamente detecta y responde a la transmisión actual y emergente y a los problemas de distribución. Enfocado a la prevención. minimiza el impacto al consumidor.
Los consumidores no están informados y no forma parte del sistema energético.	**Motiva e involucra al consumidor**	Cunsumidores activos, informados e involucrados. Amplia penetración de la respuesta a la demanda.
Es vulnerable a actos terroristas y a desastres naturales.	**Resiste ataques**	Resistente a los ataques físicos. Menos vulnerable a los desastres naturales y rápida recuperación de las capacidades.

RED ACTUAL	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	RED MODERNA
Enfocado en los apagones en lugar de los problemas de calidad de la energía. Respuesta lenta para resolver las incidencias de calidad de suministro energético.	**Provee energía de calidad para las necesidades del siglo XXI**	La calidad de la energía alcanza los estándares y necesidades del consumidor. Varios niveles de calidad de la energía a varios precios.
Un número relativamente pequeño de grandes plantas generadoras suministran la mayoría de la energia. Existen numerosos obstáculos para interconectar las fuentes de energía distribuidas.	**Organiza toda la generación y las opciones de almacenamiento**	Gran variedad de generación bien distribuida y de dispositivos de almacenamiento desplegados para completar los servicios de las grandes lantas generadoras. Almacenamiento «plug and play». Significatimente mayor enfoque y acceso a las renovables y residuales.
Un número limitado de mercados al por ayor todavía trabajan para encontrar los mejores modelos de operación, sin que estén bien integrados entre ellos. La congestión en la transmisión separa a los compradores de los vendedores.	**Activa mercados**	Se realizan operaciones en un mercado al por mayor maduro. Buena integración con coordinadores de confianza.
Una integración mínima de la información funcional limitada con la gestión de activos en procesos y en tecnología. Procesos en «silos» corporativos. Tiempo basado en el mantenimiento.	**Optimiza los activos y funciona eficientemente**	Gran expansión de la detección del dimensionamiento de las condiciones de la red. Las tecnologías de la red están profundamente integrdas con los procesos de gestión de activos para una gestión eficaz de los activos y los costes. Mantenimiento orientado a la eficiencia O&M, M&V.

Figura 7. Características de la red actual y de las nuevas redes inteligentes. Fuente: ENERES.



5. LOS CUATRO FACTORES CONDUCTORES DEL CAMBIO

Todos los agentes implicados, los titulares de las instalaciones de energía, los nuevos proveedores de energía (incluyendo las energías renovables), los transportistas de energía, los comerciantes de energía y los consumidores se enfrentan a muchos retos y mejoras potenciales en cuatro áreas clave:

- **Eficiencia**

Los proveedores de energía quieren transportar la mayor energía posible, con una pérdida mínima y sin cuellos de botella. Necesitan descubrir problemas ocultos que provocan la congestión de la red a causa del tipo de cable, de la capacidad, o de la arquitectura de red, y evaluar los riesgos potenciales, como las condiciones climáticas cambiantes. Ellos quieren saber la cantidad de energía que usan los clientes y cuándo, según la región. También quieren que los recursos renovables de energía que alimenten directamente su red en cada nivel, lo hagan con una gestión optimizada de la carga, posiblemente a través de un control dinámico.

- **Fiabilidad y Seguridad**

La electricidad se debe suministrar de forma fiable, es decir, sin cortes, averías, fallos o pérdida de suministro en cascada, y sin variaciones de frecuencia o las fluctuaciones de calidad (picos y caídas). Las empresas quieren reducir fallos en los equipos y disminuir la cantidad y la duración de los incidentes y los cortes de manera que las áreas lejanas o poco pobladas no sufran las consecuencias. Seguridad significa percibir y detectar los incidentes rápidamente para evitar el sobrecalentamiento de las líneas caídas en los árboles, o la lluvia helada, que puede conducir a la acumulación de hielo y la falta de energía eléctrica. El robo de energía puede ser un problema, la operación de las subestaciones precisa un mayor control. Siempre que sea posible, las situaciones anormales (por ejemplo, un sobrecalentamiento, cortocircuitos, etc.) deben detectarse y eliminarse de forma automática.

- **Flexibilidad**

La congestión en la red crea problemas de suministro, los proveedores de energía desean flexibilidad para redirigir, compartir o importar la energía con el fin de gestionar las altas y bajas del mercado. Esto requiere una vigilancia continua, la supervisión de red y herramientas inteligentes de gestión del transporte para evaluar la situación y tomar medidas inmediatas, como recurrir a fuentes renovables o acumuladas. Los datos que son vitales para evaluar y gestionarlas deben ser

accesibles a través de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), y el intercambio de información a través de fibra óptica de alta velocidad.

- **Respeto al medio ambiente**

Las empresas y sus clientes deben actuar en un marco de sensibilidad ambiental y estar seguros de que las líneas enterradas y aéreas son seguras y generan un mínimo de pérdidas, de emisiones de CO_2 y que tienen un nivel bajo de Interferencia Electromagnética (EMI). La red inteligente permitirá la interacción con múltiples tipos de vehículo eléctrico y la generación y el consumo limpios a los usuarios y clientes. En la fase final del ciclo de vida, cuando las redes se renuevan, los equipos, materiales y cables obsoletos deben ser retirados sin causar daños a las zonas urbanas o a los hábitat naturales, y sus materiales reciclados de manera segura y eficiente.

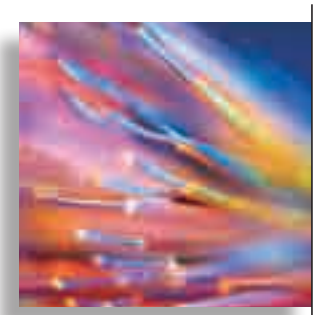
Figura 8. Seguridad, Competitividad y Sostenibilidad en las redes inteligentes. Fuente: ENERES.

6. COMPONENTES DE REDES Y MICRORREDES

Enumeramos algunos de los elementos que se pueden encontrar en redes de distribución avanzada y micro-redes:

- **Sistemas de distribución controlados electrónicamente**
  Los sistemas de control electro-mecánicos de hoy en día serán sustituidos por control digital con los nuevos dispositivos electrónicos que realizarán las labores de control y probablemente muchas de las funciones de conmutación a alta velocidad.

- **Sistemas Integrados de Electricidad y Comunicación**
  El sistema de distribución incorporará sistemas de comunicación para el control de los sistemas y dispositivos de generación distribui-



da y de los sistemas de almacenamiento distribuido, lo que hará mejorar la eficiencia y estabilidad del sistema y optimizar el valor de recursos de energía renovables como la generación fotovoltaica.

- **Sistemas integrados de Gestión de la Energía en la Edificación**
  La gestión de la energía será una función completamente integrada cuando esté completamente implantado un sistema de generación distribuida. La generación integrada en los edificios incluirá los sistemas de gestión energética para optimizar el valor del edificio como generador y a la vez facilitar servicios y funciones inteligentes como la desconexión de carga o el desplazamiento y almacenamiento de energía para proporcionar el máximo valor para el consumidor y la máxima disponibilidad y estabilidad al sistema. La gestión de la energía incluye también la gestión inteligente y adaptativa de las instalaciones de calefacción, la refrigeración y las necesidades de iluminación.

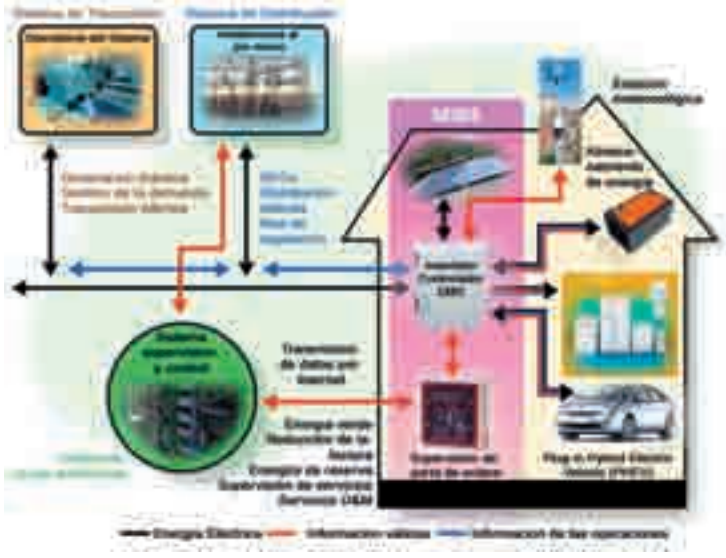
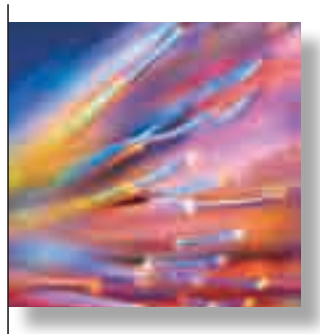


Figura 9. Integración de sistemas en las distintas escala de la red. Fuente: ENERES.

- **Sistemas inteligentes de control de los dispositivos terminales**
  Un sistema integrado que utiliza las comunicaciones permitirá al sistema eléctrico comunicarse directamente con los dispositivos de uso final, y automáticamente optimizar el funcionamiento del sistema.

- **Medidores de Energía como portales de dos vías**
  El sistema de contadores de un edificio se transforma en un portal electrónico inteligente. Sistemas avanzados de medición permitirán a los proveedores de electricidad y los clientes comunicarse en



tiempo real y optimizar el rendimiento y la economía del sistema, interactuando con nuevos inversores y gestores.

- **Gestión combinada de calor y energía**
  La gestión de la generación distribuida (DG) de los sistemas que permiten la producción de electricidad y calor, a alta o baja temperatura, y su almacenamiento. Sistemas de procesamiento que pueden aumentar la calidad del servicio y la eficiencia.

- **Corriente continúa en las microredes**
  El concepto de sistemas de energía que generan y entregan corriente continua, como la fotovoltaica o los sistemas de almacenamiento de energía, como la utilización para este fin de la recarga lenta del vehículo eléctrico, Plugin Hybrid Electric Vehicle (PHEV) puede ser utilizada para alimentar con corriente continua micro redes inteligentes de infraestructuras.

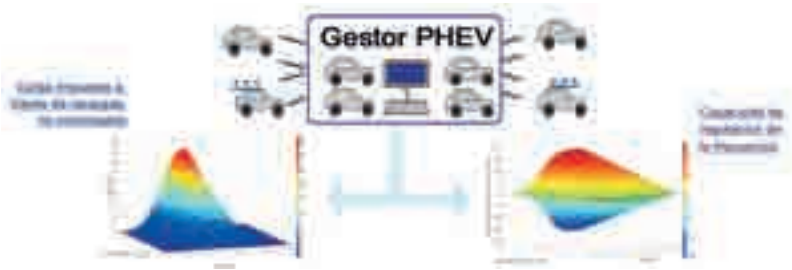
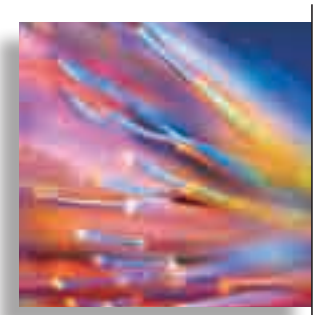


Figura 10. PHVE. La integración de los sistemas de transporte y energía permitirá utilizar los vehículos eléctricos como recurso de almacenaje y regulación de la demanda en red. Fuente: ENERES.

7. VENTAJAS Y BENEFICIOS DE LAS MICROREDES INTELIGENTES Y DE LA RED DE REDES

Los beneficios de la arquitectura de las microrredes inteligentes se pueden dividir en dos categorías: Los que están disponibles en cualquier red local individual y los que son el resultado de las interacciones en la red. Las ventajas individuales se aproximan de cerca a las de un sistema con gestión inteligente en red y se logran incluso con niveles bajos de implementación. Las ventajas derivadas de la cooperación de la red son alcanzables al largo plazo, pues la densidad de la implementación técnica aumenta. Las ventajas de la arquitectura de red local al largo plazo permiten un cambio fundamental en el paradigma del suministro de la energía eléctrica.



7.1. Ventajas en la microrred individual

La motivación fundamental para las redes locales es proporcionar una estructura para permitir el despliegue sencillo de recursos de generación renovables, intermitentes a gran escala. La combinación del almacenamiento de energía para regular y gestionar la carga de la energía generada de manera intermitente y los interruptores inteligentes que permiten manejar flujos de energía, hacen posible en una microrred local integrar fuentes renovables de una manera fluida y sin interrupción en la red. Simplificando la integración en la red, las microrredes locales pueden eliminar una de las más importantes barreras para la utilización extensiva de las energías renovables.

Las ventajas de las redes locales individuales incluyen otras motivaciones que son propias de la generación y las redes distribuidas. Localizando la generación en el sitio del uso, el calor y los usos combinados de la energía pueden aumentar significativamente la eficiencia en el uso de los recursos energéticos. Además, la incorporación del almacenamiento de energía supone un nivel adicional de eficiencia y fiabilidad para los usuarios. La generación y el almacenaje distribuidos pueden también proporcionar una medida de seguridad adicional y de la fiabilidad a una red eléctrica más amplia.

La presencia del almacenamiento de energía y de la gestión inteligente de las necesidades, permite que las redes locales realicen un papel importante en la reducción de la carga de la red eléctrica.

Primero, sirven para nivelar las fluctuaciones temporales de la curva de la demanda, reduciendo el nivel de la demanda máxima, pico, en el sistema. A una escala grande, esto disminuye la carga en los sistemas de generación, de la transmisión y de distribución, que se dimensionan para cubrir la demanda máxima en periodos de punta, y reduce la necesidad de disponer de generación complementaria para las demandas máximas, lo que es considerablemente más costoso y menos eficiente que la generación distribuida en la base.

En segundo lugar, las redes locales pueden realizar una labor de regulación en los precios de la energía, en un marco regulador abierto, comprando energía adicional en las horas valle y vendiéndola a la red de nuevo a la utilidad en los momentos de demanda máxima. Esto proporciona beneficios para quienes inviertan en almacenamiento de energía

y reduce además la carga en los sistemas de transmisión y de distribución y la necesidad de generación adicional en los picos de demanda.

Tercero, la gestión inteligente y estable del coste de la energía. Las redes locales pueden gestionar la capacidad de respuesta a la demanda, basándose en los costes de la energía a gran escala. La red local interacciona con las señales que le proporciona el mercado. El almacenamiento de energía además permite inyectar energía al sistema desde la perspectiva de la red eléctrica, sin interrupción de las cargas. La capacidad de respuesta y de arbitraje de la demanda permite que las redes locales se conviertan en un factor de estabilidad para la red.

Finalmente, la propiedad individual de los recursos energéticos y la presencia de los sistemas de supervisión pueden aumentar el conocimiento de los patrones del uso de la energía y aumentar las motivaciones personales para el ahorro y la eficiencia. Además, los sistemas de supervisión del uso de la energía pueden ayudar mucho al ahorro individual de energía proporcionando modelos de gestión para rentabilizar la suma de esfuerzos individuales.

Las conductas individuales de ahorro personal, aunque no son una parte técnica de la arquitectura de las microrredes locales, suponen uno de los efectos de mayor alcance sobre el uso de la energía.

7.2. Beneficios de las interacciones entre microrredes

Una red de microrredes en interacción genera una serie de beneficios derivados del comportamiento colectivo.

Puesto que cada red local es individualmente inteligente y actúa en pro del mejor funcionamiento y fiabilidad internos, una red del conjunto de microrredes locales se puede aproximar a modelos económicos perfectamente competitivos.

Como red colectiva, esto conduce a la utilización preferencial de los recursos energéticos más abundantes y de más bajo coste. La curva diaria de la carga del conjunto de una red local tenderá a aplanar la curva de demanda reduciendo las presiones del mercado. Este es un camino más simple y constructivo hacia un paradigma energético basado en la desregulación del mercado.

Cambiando el modelo de gestión de la red eléctrica de uno centralizado a uno distribuido, las microrredes locales aportarán seguridad y estabilidad al sistema energético.

Cooperativas, autónomas y sobre todo autosuficientes, las redes locales operando en red proporcionan una arquitectura más fiable que la actual red eléctrica.

Las caídas en la generación o los picos de carga se pueden distribuir por el conjunto de la red, con cada una de las microrredes conectada aportando capacidad adicional de regulación, mientras que las averías que ocurren en puntos particulares se pueden aislar automáticamente. De la misma manera que la distribución de recursos en Internet garantiza que no haya grandes cortes de suministro, las redes locales mejorarán la fiabilidad de los sistemas energéticos.

Las redes locales pueden desplazar ciertos servicios proporcionados tradicionalmente por las empresas energéticas. La fiabilidad total de la red eléctrica está dictada por las necesidades de la demanda de suministros que requieren la más alta calidad de la energía. El más alto nivel de fiabilidad solo lo requiere un porcentaje pequeño de la demanda. Dotar a todo el sistema de esos niveles de fiabilidad significa importantes costes en todo el sistema que finalmente sufragan todos los usuarios. Desplazando a una red local la garantía de fiabilidad en el servicio que precisa sólo una parte de la red podemos reducir su coste a todos los usuarios y permitir a los consumidores de energía de alta calidad comprar este producto con garantías y fiabilidad, importando energía desde otra red, o desde sistemas de almacenaje o generación internos.

Fig.11. Arquitectura de la red local y de la red de redes locales. Fuente: ENERES.

La red local puede proporcionar en última instancia una vía natural para grupos grandes de comunidades, o de negocio, para llegar a ser más autosuficientes con la generación distribuida de energía renovable.

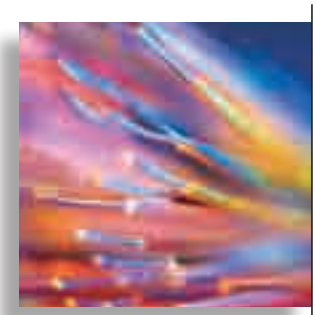
Se pueden sustituir ciertos servicios por recursos locales de la red, y sin embargo las grandes estructuras eléctricas continuarán desempeñando un papel importante, por ejemplo, proveyendo generación con tecnologías renovables que son más efectivas a gran escala, como la eólica, la mareomotriz o la geotermia profunda.

Un sistema energético basado en la cooperación entre la generación centralizada y los recursos distribuidos, posible gracias a la distribución de la inteligencia en toda la red, es el modelo más efectivo para la implementación de las redes locales.

8. CONCLUSIONES

El desequilibrio global no sólo en la dimensión energética sino también en las que corresponden al acceso a todos los recursos básicos, agua, alimentos, salud, educación, etc., progresa aceleradamente en la civilización del progreso y el crecimiento, hasta el punto de que hoy supone la más grave amenaza para la supervivencia en primer lugar del hombre como ciudadano y en segunda instancia de las especies, incluyendo la nuestra.

La implantación universal de redes distribuidas, como matriz para la gestión inteligente de la entrada en el sistema de materia y energía, de su transformación y de la salida de residuos y emisiones, es un paso fundamental e imprescindible para la redistribución y la reutilización inteligente y equilibrada de los recursos, en particular de los recursos energéticos de alta y baja exergía. En la transformación de los recursos básicos es determinante la configuración del medio en el que dicha transformación se produce, hasta el punto de ser el medio el que determina la calidad de la energía en función de su utilidad, incluyendo la posibilidad de considerar como fuentes útiles muchos pequeños medios de producción distribuida de energía, individuales, de fuentes renovables, la extracción de energía residual de sistemas de transformación e infraestructuras, y recursos térmicos de baja potencia. Los recursos energéticos de baja potencia están distribuidos universalmente y desarrollar redes inteligentes que potencien y faciliten su incorporación al sistema energético supone un factor universal de reequilibrio.



Los escenarios de eficiencia, de máximo rendimiento, de auto reequilibrio u homeostasis de los sistemas energéticos tienen que ser reproducidos a lo largo de una dinámica de cambio constante por medios «inteligentes» de operación y mantenimiento de los sistemas en red y de las redes de redes. La tecnología de gestión de la información que soporta la inteligencia de gestión no debe ser, como es hoy en muchos casos, un lastre para el sistema por ser a su vez consumidora sedienta de recursos energéticos de alta exergía. Un factor, el de la enorme demanda energética de las tecnologías de la información, que limita su implantación universal y por extensión su potencial universal en la distribución de recursos. Se estima que en el año 2007 el consumo eléctrico de Internet a escala mundial alcanzó los 868 millones de MWh (centro de datos, ordenadores, modems, red telefónica,...), la energía producida por un centenar de centrales nucleares.

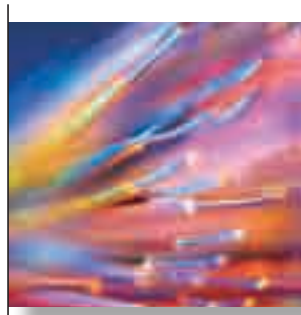
El desarrollo de tecnologías de la información mucho menos consumidoras, el diseño de redes de geometría variable y flujos multidireccionales, la integración en red de recursos básicos de distintas dimensiones, energía, materiales, agua , alimentos, salud, educación, etc., son, entre otros, factores críticos para que el esfuerzo que toda la sociedad va a hacer para dotarse de estas poderosas y costosas infraestructuras redunde en el aumento de la calidad, la disponibilidad y la libertad con la que todos y cada ciudadano puedan acceder a los medios básicos que permitan su desarrollo, y la reducción de su consumo y su impacto en el medio.

Nos encontramos hoy en la encrucijada de esta transformación, hecha posible por el desarrollo acelerado de las tecnologías de la información y la comunicación. El enorme potencial que las redes inteligentes tienen para el reequilibrio global es sólo comparable a la enorme responsabilidad que los agentes de su diseño y desarrollo, depositarios y gestores, no propietarios, de los esfuerzos de toda la sociedad por superarse a sí misma, deben asumir en la rehabilitación del sistema energético.

9. BIBLIOGRAFÍA

- GÖRAN ANDERSON: << Vision of Future Energy Networls. A Greenfield Approach >>. ETH Zürich 2009.

- MANUEL TOHARIA: << Claves para el desarrollo ambientalmente viable a partir del concepto de sostenibilidad>>. Jornada Europea << La



red inteligente Ahorro energético y Telecomunicaciones>> Ethernet Forum 2006.

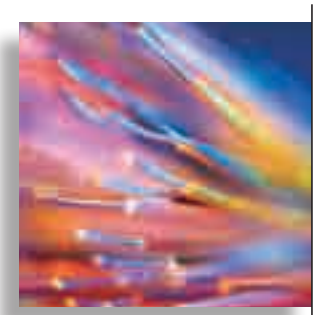
- CHRIS THOMAS AND BRUCA HAMILTON, ADIC, LLC: << The Smart Grid and the Evolution of the Independent System Operator>> White Paper. 2009.

- LDHENDE: << Solar Energy Grid Integration System "Segis" >>. Concept Paper. 2007.

- NEXANS: << Smart Grid White Paper. Deploying a smarter grid through cable solutions and services >>. 2006.

- EUROPEAN COMMISSION. DIRECTORARE-GENERAL FOR RESEARCH. DIRECTORATE J - ENERGY UNIT 2 - ENERGY PRODUCTION AND DISTRIBUTION SYSTEMS. << SmartGrids Vision and Strategy for Europe´s Electricity Networks of the Future European Technology Platform >>. 2006.

- EUROPEAN COMMISSION DIRECTORATE-GENERAL FOR RESEARCH. << New Era For Distributed Generation: Key Issues, Challenges And Proposed Solutions EUR 209001 >>. 2003.



4 MICRORREDES: CONCEPTO Y BARRERAS PARA SU DESARROLLO

1. INTRODUCCIÓN

Una red inteligente se puede definir como una red que integra de manera inteligente las acciones de los usuarios que se encuentran conectados a ella (generadores, consumidores y aquellos que son ambas cosas a la vez) con el fin de conseguir un suministro eléctrico eficiente, seguro y sostenible. La red inteligente integra sistemas de transporte y distribución innovadores junto con tecnología digital para permitir una comunicación en tiempo real entre los diversos agentes del sistema eléctrico, consumidor, distribuidor, transportista y generador mediante dispositivos que hacen más eficiente y sostenible el consumo energético, facilitando a la vez, a cada uno de estos agentes, la forma de operar en un libre mercado de intercambio de electricidad.

Existen diversas maneras a través de las que acercarse al concepto de las redes inteligentes. Cada una de estas aproximaciones posee sus características diferenciadas y particularidades, no obstante, todas ellas comparten una serie de características comunes que las hacen merecedoras del calificativo de red inteligente.

El concepto global de red inteligente abarca no sólo el sistema de distribución sino que incluye también el nivel de la red de transporte. Esta red inteligente estará compuesta por fuentes distribuidas gestionadas de manera inteligente (tanto de generación como de almacenamiento de energía), consumidores activos (también denominados «prosumidores») conectados al sistema a través de contadores inteligentes y redes inteligentes internas tales como las microrredes, diseminados por todo el sistema eléctrico tanto de distribución como de transporte.

2. MICRORREDES

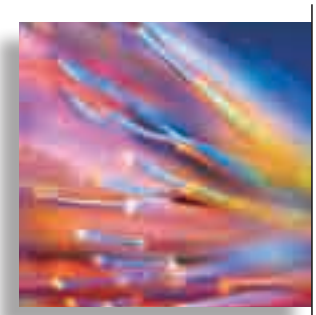
2.1. Definición

El CERTS define la microrred como una agregación de cargas y microgeneradores operando como un sistema único que provee tanto energía eléctrica como energía térmica. Una definición más exhaustiva es la que se da dentro del proyecto «Microgrids» del VI Programa Marco: «Las microrredes comprenden sistemas de distribución en baja tensión junto con fuentes de generación distribuida, así como dispositivos de almacenamiento. La microrred puede ser operada tanto en modo no autónomo como autónomo. La operación de sus elementos puede proporcionar beneficios globales al sistema si se gestionan y coordinan de manera eficiente».

Dentro de la óptica de la red principal una microrred puede observarse como una entidad controlada que puede ser operada como si de una única carga o generador agregado se tratase y que, si fuera económicamente viable, podría funcionar como fuente de energía a incorporar a la red o como un medio para proporcionar servicios auxiliares que contribuyese a la estabilidad y regulación de la red principal. Además el impacto externo de la microrred en la red de distribución externa es mínimo siempre que dentro de la microrred se consiga el equilibrio entre generación y consumo, a pesar de disponer de un nivel de generación potencialmente significativo de fuentes de energía intermitentes. Así pues, con la adopción del sistema de microrredes se incrementa la penetración de las energías renovables dentro del sistema de distribución.

Las microrredes se componen básicamente de los siguientes elementos:

- Una red de distribución en baja tensión en la que se conectan una serie de fuentes de energía distribuidas para proporcionar electricidad y calor a un conjunto de consumidores.
- Una infraestructura de comunicación local.
- Un sistema jerárquico de control y gestión.
- Sistemas de almacenamiento de energía.
- Controladores inteligentes para cargas y consumos.



La microrred es gestionada por un controlador central que está a la cabeza del sistema jerárquico de control. Este controlador central (MGCC) proporcionará las consignas a los controladores del resto de los equipos, tales como fuentes de generación, sistemas de almacenamiento de energía y cargas inteligentes.

La microrred podrá funcionar de dos modos distintos: conectado a la red principal y aislada de la misma en caso de existir algún problema en esta última.

2.2. Gestión Activa de la microrred

Durante el funcionamiento normal de la microrred, esto es, conectado a la red externa, la microrred deberá ser capaz de incorporar las siguientes funcionalidades a su operación:

- Predicción, tanto de la demanda eléctrica y de calor como de la generación de las fuentes distribuidas.

- Despacho económico tanto de las fuentes de generación como de los sistemas de almacenamiento junto con estrategias de deslastre de consumos.

- Cálculo de emisiones contaminantes.

En este modo de funcionamiento, el MGCC funciona como una suerte de gestor de mercado realizando el despacho económico de la generación de la microrred. Para ello deberá tener en cuenta las siguientes entradas:

- Precios del mercado.

- Ofertas de las fuentes de generación.

- Ofertas del lado de la demanda para cargas de alta y baja prioridad.

Tras resolver el despacho económico, el MGCC envía a los controladores de las fuentes y de las cargas inteligentes, las consignas de potencia activa o reactiva así como las señales a aquellas cargas que han de mantenerse en servicio y a aquellas que han de desconectarse.

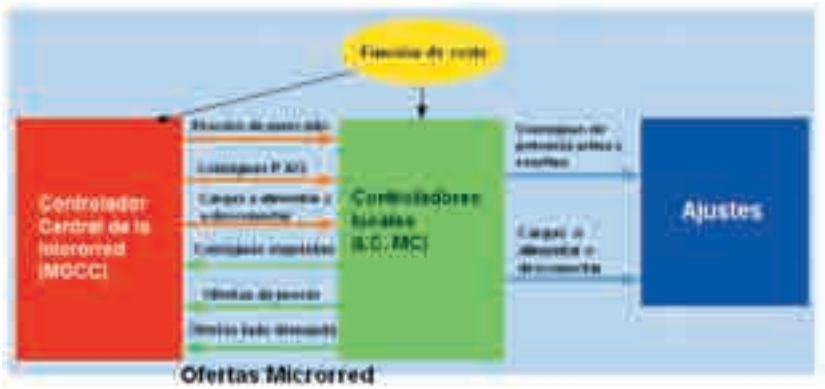


Figura 1. Funciones del MGCC. Fuente: [3]

Además de realizar el despacho económico, el MGCC debe comprobar que no se incumplen ninguna de las restricciones técnicas impuestas a la microrred y que no perturba al funcionamiento de la red externa. Para cumplir con esto puede optar en caso necesario por las siguientes medidas:

- Incrementar la capacidad de generación de las fuentes de energía para ayudar a resolver problemas de congestión de la red.

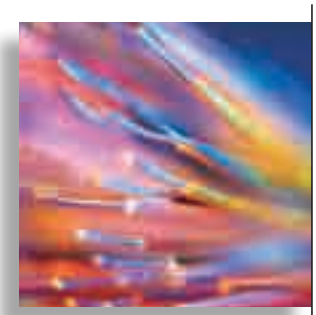
- Desconectar generación eléctrica para limitar los problemas de sobretensión en la red.

De acuerdo al despacho económico hay dos políticas de la microrred en cuanto a su relación con la red externa. En primer lugar destaca la política denominada de «buen ciudadano». Esta política se caracteriza por lo siguiente:

- La microrred sirve únicamente a sus propios consumidores sin consumir potencia reactiva proveniente de la red externa.

- La red de media tensión externa no se ve perjudicada por la exigencia de reactiva por parte de la microrred.

- La microrred cubrirá sus consumos mediante el uso de recursos energéticos propios aunque se apoyará en la red externa para suplir parte de los mismos. El uso de la generación interna de la microrred se acentuará durante los períodos de alta demanda y precios de energía elevados.



La otra política es la de «ciudadano ideal». Se caracteriza por lo siguiente, siendo a su vez la diferencia entre este modelo de despacho económico y el anterior: La microrred participa en el mercado mediante la cesión de potencia tanto activa como reactiva a la red de media tensión externa.

2.3. Funcionamiento aislado de la microrred

Cuando la microrred funciona en modo aislado de la red principal, los generadores tienen que ser capaces de responder con rapidez a los cambios en el consumo para que así tanto la tensión como la frecuencia se mantengan estables.

Cada uno de los generadores de que se compone la microrred, ha de ser capaz de sincronizarse correctamente con la misma. Este es un problema complejo para microrredes con múltiples generadores, ya que todos ellos deben estar en fase para una correcta sincronización.

Sin embargo cuando la microrred funciona en modo conectado con la red principal, ésta proporcionará las referencias de tensión y frecuencia necesarias para que el resto de elementos de generación de la microrred funcionen sin ningún problema. Así pues, no existirán problemas de estabilidad en la microrred cuando ésta funcione conectada a la red principal.

Al tratarse de equipos con interfaces de electrónica de potencia los generadores de la microrred no tienen inercia para asumir los desequilibrios puntuales entre generación y consumo del modo que ocurre en los sistemas eléctricos convencionales con los grandes generadores síncronos.

Además los generadores de la microrred suelen tener una respuesta lenta, caso por ejemplo de las microturbinas y pilas de combustible, del orden de decenas de segundos, lo que puede ocasionar problemas de seguimiento de la demanda de la microrred y provocar por tanto problemas de estabilidad al no mantenerse la frecuencia dentro de los márgenes de seguridad establecidos.

Así pues, un conjunto de generadores de la microrred necesitará una serie de sistemas de almacenamiento para asegurar el balance energético inicial. El déficit energético provocado cuando la microrred pasa a modo aislado o el debido a variaciones en la generación o en la demanda cuando se funciona aislado de la red general, deberá ser

compensado por dichos sistemas de almacenamiento. Estos sistemas deberán asumir las labores de proporcionar las referencias de tensión y frecuencia al resto de elementos de la generación. De este modo emularán la funcionalidad que aporta tener la microrred conectada a la red general.

Los sistemas de control de los inversores siguen dos estrategias básicas:

- Control PQ: El inversor se emplea para proporcionar una consigna de potencia activa y reactiva determinada. Esta estrategia de control está diseñada para equipos conectados a red que dispongan de referencias de tensión y frecuencia.

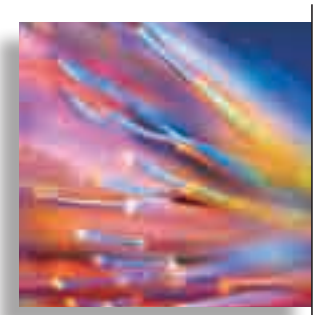
- Control VSI: El inversor se controla para alimentar a la carga con unos valores de tensión y frecuencia predefinidos. Dependiendo del valor de la carga se define la potencia activa y reactiva del VSI.

Para funcionar así, los sistemas de almacenamiento deberán estar conectados a la microrred a través de un inversor controlado según el modo VSI con controles adecuados para mantener la estabilidad en tensión y frecuencia de la microrred.

Así pues, en una microrred tendremos diferentes tipos de fuentes dependiendo de su capacidad de mantener la estabilidad de la microrred:

- Fuentes de conformado de la microrred: Serán los sistemas de almacenamiento conectados a la microrred con un inversor VSI con las funcionalidades de control de V versus Q y P versus f. Estos equipos ajustarán automáticamente sus puntos de funcionamiento en respuesta a las variaciones en los parámetros eléctricos de la microrred. El MGCC únicamente establecerá contacto con los mismos para modificar, caso de que fuera necesario, los valores de las contantes proporcionales que gobernasen los controles V vs Q y P vs f.

- Fuentes de apoyo a la microrred: Serán las fuentes de generación con inversores PQ y que serán capaces de proporcionar una potencia activa y reactiva determinada en respuesta a una consigna. A diferencia de las fuentes anteriores que son capaces de ajustar sus puntos de funcionamiento automáticamente dependiendo de los valores de tensión y frecuencia, será el MGCC el que indique las consignas de P y Q de estos equipos.



- Fuentes paralelas de la microrred: son fuentes renovables no gestionables, tales como la eólica o la fotovoltaica que no participará ni en las funciones de conformado ni en la de apoyo a la microrred sino que únicamente cederán el máximo de potencia disponible.

A este respecto existen diversas aproximaciones al problema. Una de ellas propugna el uso de un solo equipo con un convertidor con control VSI de modo que cuando la microrred se aísle proporcione una referencia de tensión y frecuencia al resto de equipos que en ese caso podrían utilizar el modo de control convencional PQ (Single Master Operation).

Sin embargo, otras concepciones proponen que esas funcionalidades se distribuyan entre todos o la mayoría de los convertidores conectados a fuentes de almacenamiento (Multi Master Operation). De esta manera la correcta operación y funcionamiento del sistema no dependerá de la integridad de un único equipo de la microrred.

2.4. Microrred y redes inteligentes

Las microrredes podrían ser partes integrantes de una red inteligente mayor extendida en un nivel eléctrico superior. El controlador central de la microrred funciona como un único interlocutor de los elementos supeditados a él con los agentes de nivel superior. De esta manera se conseguiría un control más coordinado entre los distintos niveles de gestión mediante el empleo de microrredes diseñada e integradas correctamente que aglutinarán en un único punto de conexión y con una única voz la respuesta de varios elementos de generación, consumo y almacenamiento de energía.

Dentro de esta idea se plantea la arquitectura multi-microrred que consiste en la gestión conjunta de un grupo de microrredes incorporando un nivel intermedio de gestión entre los controladores centrales de las microrredes y el controlador en el nivel de la red de distribución.

Así pues en el nivel intermedio de los controladores centrales de las microrredes y del sistema de gestión de la distribuidora se incorporará un sistema de control autónomo centralizado (CAMC). Físicamente, este controlador estará situado en el bus de media tensión de la subestación AT/MT.

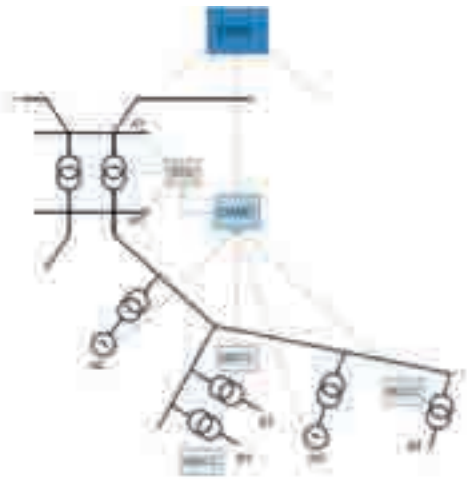


Figura 2. Interacción CAMC y MGCC. Fuente: [3]

Tendríamos por tanto un sistema de control con tres niveles. Por un lado existiría el sistema gestor de la distribuidora DMS junto con el CAMC que serviría como interfase a través de la cual interactuar con los controladores centrales MGCC de las microrredes. Algunas de las funciones que desempeñaba el DMS pasarían a ser gestionadas por el CAMC (o duplicadas en este controlador) con lo que bajo su nivel de control además de estar las microrredes existirían otros elementos como generación distribuida conectada en el nivel de media tensión, dispositivos FACT para distribución o el control de las conmutaciones en carga de los transformadores de distribución.

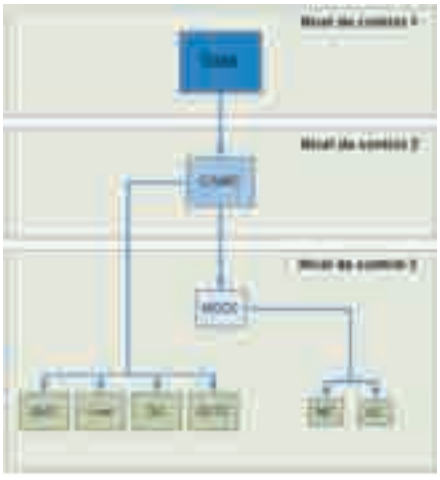
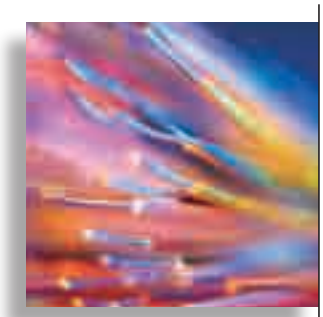


Figura 3. Jerarquía de control. Fuente: [3]



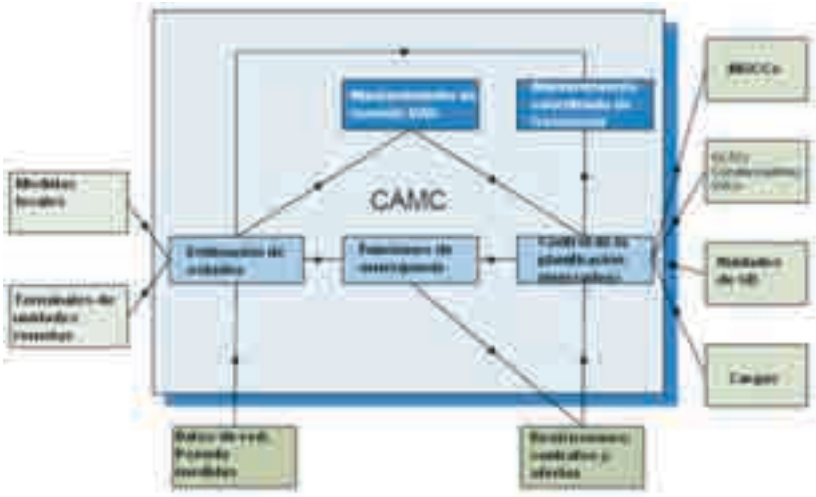


Figura 4. Funciones del CAMC Fuente: [3]

2.5. Ventajas de las microrredes

Las ventajas que las microrredes aportan son las siguientes:

- Eficiencia energética y reducción de emisiones: Las microrredes hacen uso tanto de fuentes de alta eficiencia, microturbinas de gas y grupos electrógenos que incorporan cogeneración, como de fuentes renovables.

- Incremento en la penetración de energías renovables: El controlador central de la microrred da una respuesta única de ésta al sistema eléctrico. Se establece, por tanto, una coordinación eficiente de los elementos que componen la microrred para lograr una respuesta agregada y transparente a la red externa. El impacto externo de la microrred en la red de distribución externa es mínimo siempre que dentro de la microrred se consiga el equilibrio entre generación y consumo, a pesar de disponer de un nivel de generación potencialmente significativo de fuentes de energía intermitentes. Así pues el operador del sistema ve la microrred como un único generador/consumidor agregado. La consecuencia directa de esto es que es posible incrementar la penetración de energías renovables en el sistema a través de su conexión en microrredes ya que se mejora su gestión y visibilidad.

- Incremento de la seguridad de suministro y participación en servicios auxiliares: Una microrred puede suponer una mejora en la fiabi-

lidad del suministro eléctrico tanto para sus propios clientes, como para el resto de la red de distribución próxima a ella.

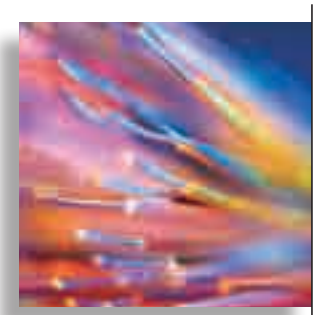
Un consumidor tradicional conectado a una línea eléctrica perteneciente a una red de distribución en baja tensión que partiese de un posible Centro de Transformación de MT/BT se vería afectado en la continuidad de su suministro por problemas que proviniesen de diferentes lugares:

- Fallos en la línea eléctrica de alimentación.
- Fallos en la red aguas arriba:
  - — Fallos en el centro de transformación.
  - — Fallos en la red de distribución.
  - — Fallos de la red de transporte.
  - — Fallos en la generación eléctrica.

Una microrred funcionando de manera ideal podría aislarse perfectamente de la red de media tensión cuando ésta tuviese un fallo de modo que un hipotético consumidor conectado a la misma tan sólo se vería afectado por aquellos fallos relativos a la línea eléctrica que lo alimenta. Aunque el proceso de aislamiento no fuese efectivo y el cero se propagase a la misma, la microrred podría entonces desconectarse de la red de media tensión sin tensión y arrancar nuevamente desde cero sin esperar a que la red externa se restableciese. De esta manera, los tiempos de interrupción se verían disminuidos significativamente.

Conviene tener en cuenta que durante el modo de funcionamiento aislado la microrred podría verse obligada a desconectar algunos de sus consumos menos críticos en aras del mantenimiento de la estabilidad eléctrica de la misma.

Del mismo modo una microrred puede contribuir a mejorar la fiabilidad del resto de cargas y redes de baja tensión conectadas a la misma red de media tensión. Las microrredes podrán generar energía en exceso y verterla y de este modo ayudar a la re-configuración de la red de distribución para superar la falta, minimizando el tiempo en que ciertas cargas permanecen sin suministro eléctrico y disminuyendo la energía total no suministrada.



- Minimización de las pérdidas eléctricas: Con el acercamiento de la generación al consumo que propugna el concepto de microrred se disminuyen las pérdidas eléctricas asociadas al transporte de la electricidad desde grandes centros de generación hasta el consumidor final.

2.6. Tipos de microrredes

Las microrredes se pueden categorizar según múltiples criterios, uso de fuentes renovables, nivel de tensión al que se conectan, grados de libertad del control asociado, etc. El criterio que en este capítulo vamos a utilizar es el que hace referencia a su tipología y estructura eléctrica y a la forma de onda que utilizaremos para realizar la distribución eléctrica en la misma.

Según este criterio podemos clasificar las microrredes en los siguientes tipos:

- AC. Todos los elementos se conectan a un mismo bus AC para llevar a cabo el intercambio de energía entre ellos. Este bus se conecta en un único punto con la red eléctrica lo que permite la interacción con la misma. Dentro de la microrred se realiza una distribución de energía eléctrica en AC.

- DC. La distribución de la energía dentro de la microrred se hace en continua. Todos los elementos de la microrred se conectan a un mismo bus DC y este se conecta a la red eléctrica a través de un convertidor DC/AC. Las cargas AC se alimentarían a través de un convertidor.

- Mixta. En este caso coexisten dos buses: uno DC unido a la red eléctrica con un convertidor AC/DC y otro AC que sería la propia red eléctrica. Los diferentes elementos se pueden conectar en función de sus características al bus DC o AC.

2.7. Barreras para la implantación de las microrredes

Para que las microrredes puedan extenderse y consolidarse como una tecnología a considerar existen algunas barreras que deberán ser superadas. Dentro de las barreras se incluyen aquellas relacionadas con,

costes elevados, integración del sistema, cuestiones de naturaleza regulatoria y acerca del diseño y la falta de estándares aplicables que existe en la actualidad. La posibilidad de que en el futuro exista un mercado consolidado de microrredes vendrá determinada por la mayor o menor capacidad de las microrredes de proporcionar potencia a un coste menor que los métodos tradicionales, para ello las barreras tecnológicas y económicas deberán ser resueltas.

El funcionamiento básico de las microrredes necesita ser explorado a través de programas piloto y plataformas tecnológicas. También es necesario el apoyo de los reguladores para impulsar el avance y expansión de las microrredes para que algún día la sociedad sea partícipe de las mejoras y beneficios que estas proponen.

2.7.1. Barreras técnicas

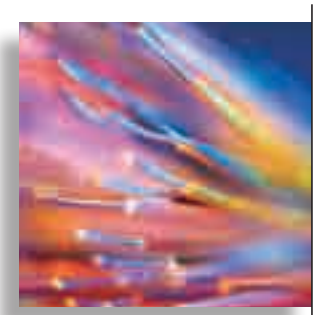
La práctica tradicional de control y protección en distribución no es compatible con el concepto de microrred. Dentro de las microrredes existe generación además de consumo, con lo que existirán flujos de potencia bidireccionales mientras que las redes de distribución tradicionales son únicamente redes pasivas en donde no hay generadores.

Por otro lado las fuentes distribuidas de las microrredes contribuyen a las corrientes de cortocircuito, con lo que produce un incremento en su valor por encima de los que tradicionalmente tenían lugar en las redes de baja tensión.

Las carencias actuales en la tecnología de microrredes están relacionadas con cuestiones de prestaciones y diseño, con la protección contra interrupciones, con procedimientos de control y monitorización y con el funcionamiento y la infraestructura de las microrredes.

Así pues las fuentes de energía no convencionales, como renovables y microturbinas, requerirán nuevos métodos de control y estrategias de protección para una operación de la microrred que sea exitosa. Estas técnicas deberán lidiar con los siguientes problemas:

- Intermitencia de renovables.
- Baja capacidad de sobrecarga y baja intensidad de cortocircuito.



- Limites de tasa de crecimiento de la potencia generada.

- Muchas de las microrredes tendrá una gran cantidad de inversores con lo que los problemas de estabilidad debido a su baja inercia tendrá que tenerse en cuenta.

- Control activo de las cargas.

También será necesario asumir flujos de potencia bidireccionales, corrientes de falta, operación en modo aislado y control de los niveles de tensión. Además es indispensable la detección de las faltas dentro de la microrred y el aislamiento de dicho problema para que no afecte a la integridad del resto del sistema. No existen disponibles herramientas simplificadas para analizar y evaluar el efecto que en el sistema de distribución tendría una elevada penetración de microrredes.

a) Control, monitorización y gestión

Los temas de control y monitorización constituyen las barreras más grandes en el avance de las microrredes. Se requerirán tres niveles de control diferenciados dentro de la lógica de control de la microrred (interno, externo y de dispositivos) para asegurar la calidad del funcionamiento. Si la microrred funciona gobernada por un controlador central necesitará ser capaz de manejar una amplia casuística de generación y consumos. Esto se puede lograr mediante el desarrollo de algoritmos avanzados que tengan en cuenta tanto la disponibilidad de la generación como las restricciones de las líneas eléctricas (tales como mantener la tensión y la frecuencia dentro de márgenes estrechos). En cuanto al sistema de control externo, la microrred debe de ser capaz de integrarse físicamente con la infraestructura de comunicaciones tanto de la distribuidora como del operador del sistema al cual se conecta.

Los controles supervisores del sistema necesitarán por tanto alcanzar su potencial de operación incluyendo las siguientes características:

- Optimización de la energía total (tanto eléctrica como térmica).

- Gestión de la demanda.

- Asegurar el compromiso de las fuentes de energía con la cesión de potencia pactada.

- Adquisición de datos.

- Gestionar el conjunto de cargas y generadores de la microrred como un agregado frente al sistema eléctrico.

Debido a que pueden existir fuentes renovables dentro de la microrred, la planificación de la misma con estas fuentes intermitentes es complicada ya que es difícil disponer de una predicción precisa y a corto plazo de la potencia disponible de las mismas. Esto pone de manifiesto la necesidad de la existencia de una herramienta fiable para la planificación a corto y largo plazo de estas fuentes renovables intermitentes.

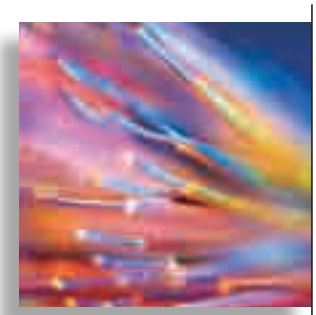
b) Protección

Las microrredes deben ser capaces de coordinar los dispositivos de protección tanto en modo conectado como en modo aislado. Cuanto mayor sea la penetración de generación que utilice inversores este problema se acentúa. La microrred funcionando en modo aislado tiene que ser capaz de mantener el funcionamiento de la misma reduciendo el impacto de los fallos en la red.

Para mejorar la fiabilidad de la microrred algunos conceptos de microrredes propugnan la idea de seguir una filosofía «peer-to-peer» y «plug and play» para cada uno de los componentes de la microrred. El concepto «peer-to-peer» asume que no debe haber componentes dentro del sistema, tales como un controlador central o un almacenamiento centralizado, que sean críticos para la operación de la microrred. Ello implicará que la microrred podrá seguir funcionando aun con la pérdida de un componente. La filosofía «plug and play» implica que una unidad pueda ser conectada en cualquier punto de la microrred eléctrica sin tener que hacer una reingeniería de los controles del resto de componentes.

Estas filosofías también tienen un impacto en las estrategias de protección de la microrred. El concepto «peer-to-peer» dicta que no debe haber componentes cuyo funcionamiento sea esencial para la protección mientras que la filosofía «plug and play» asumirá que la protección de la microrred es parte integrante de cada una de las fuentes que la componen.

Normalmente una microrred tiene un interruptor estático que consiste en un semiconductor de apertura rápida cuya función será aislar a la



microrred de las faltas que vengan de la red externa a la que está conectada.

El nivel de las corrientes de falta que se producen en una microrred aislada basada en inversores (inherente a muchas fuentes de microgeneración) no alcanza niveles suficientemente elevados para usar las protecciones tradicionales de distribución basadas en detección de sobreintensidades. Así pues se requiere una estrategia de protección más extensa y basada en otras características. Lo que sí es esencial, es que esta estrategia de protección a adoptar sea la misma para la microrred tanto si está aislada como si se encuentra conectada con la red principal. Con el interruptor estático abierto las faltas dentro de la microrred necesitarán ser eliminadas y aisladas con técnicas que no se basen en la detección de corrientes de falta elevadas.

Se plantean desde distintos grupos de investigación en microrredes estrategias basadas en protección diferencial y sensores de corriente de secuencia cero aunque es necesario más esfuerzos de investigación en este campo.

Así pues son necesarios métodos reconocidos y verificados para la protección y seguridad en las microrredes.

c) Estabilidad

Dentro de la microrred los generadores tienen que ser capaces de responder con rapidez a los cambios en el consumo, para que así tanto la tensión como la frecuencia se mantengan estables.

Estos desafíos se deben principalmente a problemática relacionada con el diseño y la integración de sistemas, las lagunas tecnológicas existentes, costes elevados y a la falta de estándares. Estos problemas son más notorios conforme la capacidad de prestación de servicios de la microrred se hace más compleja.

Es necesario desarrollar sistemas de conversión de potencia que incorporen las funcionalidades avanzadas que la operación de las microrredes exige. Las funciones de control que deberían aportar incluyen las siguientes capacidades:

- Regular el flujo de potencia en las líneas eléctricas.

- Regular la tensión en la interfaz de cada fuente de microgeneración para evitar los flujos de intensidad reactiva entre ellas.

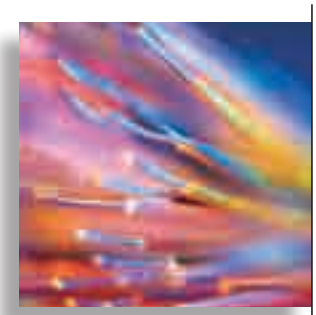
- Asegurar que cada fuente cubre rápidamente su parte proporcional de la carga cuando el sistema se aísla.

2.7.2. Barreras regulatorias

El apoyo a nivel regulatorio y legal es crucial para que las microrredes puedan avanzar y establecerse como una alternativa real. Los reguladores deben permitir ciertos cambios antes de que las microrredes se posean y operen por parte de distribuidoras, inversores o clientes. Se debe permitir la entrada de las microrredes en el mercado, las distribuidoras tienen que ser compensadas adecuadamente por las inversiones realizadas y los servicios que proveen, se tiene que hacer entender a los clientes el coste real de la electricidad, las barreras previniendo el desarrollo de las microrredes deben ser eliminadas, se tiene que desarrollar y adoptar a nivel nacional los estándares para la conexión de microrredes (que incluyan el funcionamiento en modo aislado intencionado de la microrred), se tienen que recuperar las inversiones en seguridad y finalmente los reguladores deben asegurar que las distribuidoras cumplen con su compromiso de suministro a sus clientes.

Se debe involucrar a las distribuidoras de electricidad en el desarrollo e implantación de microrredes para que de este modo desaparezcan las barreras e impedimentos que pudieran surgir de las mismas. Se debe instaurar un mercado y una gestión para las microrredes que sea descentralizado pero coordinado. Los mecanismos del mercado deben asegurar un suministro y un equilibrado de la generación con la demanda que sean eficientes, justos y seguros.

Por ello, la primera generación de microrredes debe ser conformada por grandes instalaciones industriales o institucionales, donde la demanda es bien conocida y se puede predecir con facilidad la generación requerida. Será este tipo de instalación la que servirá de referencia para poder desarrollar un marco adecuado que permita la extensión del concepto de microrred y compatibilizarlo con una gestión eficaz y fiable de la red de distribución.



a) Estructuras tarifarias y mercado

En la actualidad, además, las estructuras y marcos tarifarios, de negocio y regulatorios son incompatibles con las microrredes, en las que la producción y cesión de energía y servicios involucra a varias partes diferenciadas sobre una infraestructura común de distribución.

Actualmente las tarifas para la producción de energía eléctrica en el régimen especial que se recogen en el Real Decreto 661/2007, que es el que por la naturaleza de las microrredes podría ser de aplicación, no hacen ninguna referencia a la existencia de microrredes. Las tarifas son divididas atendiendo al tipo de energía que explotan y a la potencia instalada lo cual no encaja con el concepto de las microrredes en donde se hace uso de un número combinado y diverso de fuentes de energía que vierten de manera conjunta a la red de distribución. El decreto recoge la posibilidad de hibridación en la generación de energía, entendiendo como hibridación la generación de energía a partir de varias fuentes de energía. Sin embargo esta hibridación tiene ciertas restricciones. Solo puede ser aplicada para grupos y/o tecnologías de los grupos o subgrupos b.1.2, b.6, b.7, b.8 y c.4. Estos grupos corresponden a las siguientes tecnologías, por orden:

- Instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de energía solar en electricidad.

- Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías, o residuos de aprovechamiento forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes.

- Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados.

- Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales.

- Centrales que hubieran estado acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre y que a la entrada en vigor del presente real

decreto se encuentren en explotación, cuando utilicen como combustible productos de las explotaciones mineras de calidades no comerciales para la generación eléctrica, por su elevado contenido en azufre o cenizas, y siempre que su poder calorífico inferior sea inferior a 2.200 kcal/kg y que los residuos representen más del 25% de la energía primaria utilizada medida por el poder calorífico inferior.

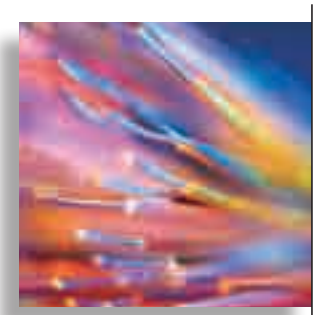
Además, solo se admiten las instalaciones híbridas de acuerdo a las siguientes definiciones:

- Hibridación tipo 1: aquella que incorpore 2 o más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7, b.8 y c.4 y que en su conjunto supongan en cómputo anual, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada medida por sus poderes caloríficos inferiores.

- Hibridación tipo 2: aquella instalación del subgrupo b.1.2 que adicionalmente, incorpore 1 o más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7 y b.8. La generación eléctrica a partir de dichos combustibles deberá ser inferior, en el cómputo anual, al 50 por ciento de la producción total de electricidad. Cuando además de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7 y b.8 la instalación utilice otro combustible primario para los usos que figuran en el artículo 2.1.b del RD 661/2007, la generación eléctrica a partir del mismo no podrá superar, en el cómputo anual, el porcentaje del 10%, medido por su poder calorífico inferior.

Así pues, esta definición no es completa para lo requerido por el concepto de las microrredes, en donde existen más fuentes de energía que son susceptibles de utilización. Además, el estatus de la microrred como persona jurídica no está definido con lo que no está claro que pudiera erigirse como productor para ser considerado dentro de este decreto.

Se tendrían que desarrollar por tanto estructuras tarifarias que se aplicasen especialmente a las microrredes, dentro de una posible revisión del decreto anterior o con la realización de uno nuevo. Se debería por tanto formalizar la definición y derecho legales de las microrredes promoviendo la aparición de estructuras de propiedad y proveedores de suministro energético alternativos. Los dueños de las mismas deberían tener derecho a suministrar energía y calor a consumidores que pudieran mostrarse interesados. Del mismo modo, las microrredes deberían poder comprar y vender energía a la red local además de poder nego-



ciar acuerdos bilaterales para proporcionar servicios auxiliares que sería beneficioso para la gestión de la congestión en las redes de media tensión.

b) Conexión de la microrred con la red local

Una microrred que sea económicamente viable debe interconectarse con la red local del área en donde se sitúe y permitírsele la compra y venta de electricidad. Históricamente los operadores del sistema eléctrico y las distribuidoras se han mostrado reticentes para permitir que la generación distribuida se conecte con la red alegando motivos de estabilidad y seguridad del sistema.

Los operadores del sistema y las autoridades regulatorias han ido desarrollando requerimientos técnicos para la conexión de la generación distribuida, que van tomando forma en los códigos de red. Especial mención requiere el P.O. 12.3 en el que se regula la respuesta de los aerogeneradores frente a huecos de tensión. En el momento actual, parece muy probable que en España se empiece a aplicar este procedimiento de operación u otro similar para el resto de tecnologías de generación conectadas a la red de distribución. Desde REE ya se pide que las instalaciones fotovoltaicas deban ser capaces de cubrir los huecos de tensión. Conforme la implantación de la generación distribuida crezca los requisitos serán cada vez más exigentes.

Sin embargo no es claro que estos mismos procedimientos de operación se vayan a aplicar a las microrredes. Existe pues todavía una incertidumbre respecto a las exigencias que podrían ser de aplicación.

Por lo tanto se deberían adoptar procedimientos estándares de conexión aplicables a las microrredes. Estos procedimientos deberían ser obligatorios, en ningún caso voluntarios y ser suficientes para permitir la conexión de las microrredes en el sistema de distribución Del mismo modo, desde los organismos reguladores y operadores del sistema se debería desarrollar y mantener una lista de equipos de generación y conexión que estén precertificados según los estándares de conexión desarrollados. Las microrredes que hicieran uso de este equipo deberían ser beneficiadas con una expedición de los permisos más rápida.

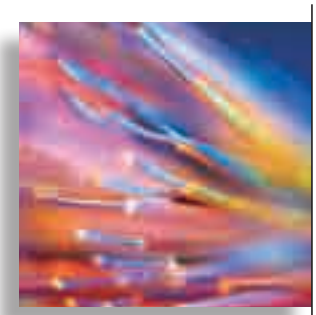
No obstante existe una diferencia sensible entre los generadores distribuidos conectados a la red de distribución y una microrred. La microrred puede percibirse por parte de la red de dos maneras diferen-

ciadas, una de ellas es como consumidor agregado y la otra como generador agregado, con lo que la naturaleza de la misma difiere de la generación distribuida actual. Incluso como generador agregado las posibles exigencias técnicas a la conexión no se aplicarían a un único generador sino que de algún modo quedarían distribuidas entre todos los equipos de la microrred. Ello complicaría los equipos de la microrred y las estrategias de operación. Una opción sería instalar un equipo FACT de baja tensión para cubrir estas necesidades. No obstante no conviene olvidar que la ventaja de una microrred es que se aísla ante perturbaciones de la red funcionando de modo aislado y suministrando energía a sus clientes sin interrupción. Así pues habría que definir cuales son las exigencias que las microrredes deben cumplir, qué tipo de perturbaciones deben soportar si se encuentran volcando energía a la red principal y ante cuales aislarse y qué tipo de servicios auxiliares pueden y deben soportar (contribución a la estabilidad de la red local). Sin embargo, al estar conectada la microrred en un nivel de tensión de distribución bajo, en la mayoría de los casos, el proveimiento de estos servicios es limitado.

Además, para conseguir una integración exitosa entre la microrred y la red de distribución, se debería desarrollar un protocolo de seguridad y coordinación que asegurase la integridad y seguridad del personal de mantenimiento. Esto supone la existencia de un interruptor para la desconexión que sea accesible para los ingenieros de la distribuidora en las instalaciones del operador de la microrred.

Si desde los organismos de regulación se expresa una preocupación por el impacto que en el sistema eléctrico pueden tener las microrredes, se podría limitar el número o la potencia de estas instalaciones. Estos límites deberían ser determinados a partir de estudios de impacto desarrollados por organismos competentes. Adicionalmente, el organismo de regulación debería promover un diseño tarifario de modo que se favoreciera la aparición de microrredes en áreas de la red eléctrica en donde existiese congestión o que pudiera experimentar un rápido crecimiento de la demanda.

Los operadores y dueños de las microrredes deberían proporcionar a los organismos competentes la información que pudiera afectar a la planificación de la red eléctrica. La información debería detallar la capacidad, el diseño del sistema y la localización del emplazamiento y debería suministrarse antes de que la microrred se construyese y pusiera en servicio.



c) Normativa técnica de conexión

Actualmente en el marco regulatorio español no existe una normativa clara respecto a los criterios de conexión a red que debe cumplir una instalación de generación conectada en la red de distribución. Estos criterios son adoptados por cada distribuidora y se basan en las siguientes consideraciones:

- En lo que al aspecto económico respecta, la instalación generadora correrá con los gastos asociados a estudios previos, ampliación, modificación o creación de instalaciones necesarias para su conexión.

- Dependiendo del nivel de potencia de la instalación generadora el nivel de tensión en el que se conectará será distinto. Así pues las instalaciones con una potencia menor a 100 kVA se conectarán en baja tensión, mientras que aquellas con una potencia superior a 15 MVA se conectarán en niveles de tensión mínima de 132 kV.

- El rango de variación de tensión permitido en el nudo de conexión no podrá superar un valor determinado que dependerá del tamaño del generador y de la potencia de cortocircuito del nudo al cual se conecta.

- La forma física de conexión dependerá de los niveles de tensión y de si la conexión es aérea o subterránea.

- El RD 661/2007 incentiva a los generadores que mantengan un factor de potencia en unos determinados límites con lo que suelen ser los generadores quienes supervisan dicho cumplimiento.

- Debido a los requerimientos de la red se exige una capacidad de evacuación mínima que se suele cuantificar como un porcentaje de la capacidad nominal de la línea o del transformador.

- En otras ocasiones se exige que la potencia a conectar en un nudo no supere un porcentaje determinado de la potencia de cortocircuito del nudo.

La normativa existente en cuanto los criterios técnicos de conexión desde el punto de vista de las protecciones no especifica en detalle las condiciones que se deben cumplir. Ello genera incertidumbre y falta

de transparencia para la generación distribuida al encontrarse con diferentes exigencias técnicas dependiendo de en qué distribuidora se conecte.

Actualmente, a la generación eólica según el procedimiento P.O. 12.3 se le exige la capacidad de soportar la ocurrencia de huecos de tensión.

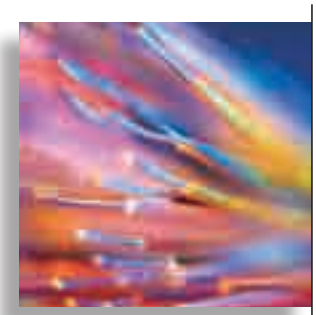
El Procedimiento de Operación 12.3 (P.O. 12.3: «Requisitos de Respuesta Frente a Huecos de Tensión de las Instalaciones de Producción de Régimen Especial») establece exigencias a los parques eólicos para soportar caídas bruscas de tensión y mantenerse conectados a la red en vez de activar los sistemas de protección y desconectarse. En el futuro se aplicará al resto de la generación distribuida.

No existe una normativa en el marco regulatorio español que recoja las exigencias aplicables a las microrredes.

Por sus características meramente constructivas una microrred se diferencia en buena medida de la generación distribuida convencional. Se trata de una red de baja tensión con consumos, almacenamiento y generación que funciona como un agregado frente a la red de media tensión en donde se conecta. Por tanto, los criterios de conexión serán particulares de este tipo de suministro eléctrico alternativo. Una primera aproximación establecería estos criterios de conexión en dos niveles físicos:

- Requisitos de conexión para los elementos de la microrred conectados a la red de baja tensión que conforma la microrred. En este caso, se debería definir cómo debe de ser la conexión de los diferentes elementos que conforman la microrred, tanto generación, como almacenamiento, como consumo. En un caso particular, debería especificar qué exigencias deberían cumplir los equipos inversores, o convertidores en su acepción más general, que funcionasen como interfaz entre los elementos de generación y almacenamiento y la propia microrred. Se debería especificar cuales de esos equipos, y cómo, deberían actuar para procurar el mantenimiento de la tensión y frecuencia de la microrred y cual debería ser su relación frente a otros equipos que no dispusiesen de dichas funcionalidades.

- Por otro lado se debería regular de un modo unívoco la conexión de la microrred con la red de media tensión, especificando claramente cuales son los servicios auxiliares que una microrred puede y debe



asumir. Una de las ventajas de las microrredes frente al suministro eléctrico tradicional es su capacidad de aislarse ante faltas y funcionar de modo independiente mejorando de este modo la continuidad en el suministro de sus clientes. Sin embargo dependiendo de su modo de funcionamiento desde la óptica de la red general, es decir, si se encuentra exportando el exceso de potencia o por el contrario se comporta como un consumidor se le podría exigir diferentes normas de cumplimiento. Si se encuentra funcionando como generador debería ser capaz de soportar determinadas faltas y no desconectarse ante ellas para así contribuir al mantenimiento de la estabilidad del sistema. Así pues, debería definirse de una manera clara y concisa, del mismo modo que se define en el P.O. 12.3, qué faltas debería soportar y ante cuales se debería desconectar. En el caso de que la microrred se encontrase consumiendo en el momento de la falta, la microrred debería desconectarse para funcionar de modo aislado, el deslastrar consumos de la red cuando tuviese lugar una falta podría contribuir del mismo modo al mantenimiento de la estabilidad de la red de media tensión.

El resto de países tampoco disponen de una normativa aplicable a las microrredes, aunque en mayor o menor medida disponen de requisitos de conexión para la generación distribuida.

Cabe destacar la norma IEEE 1547 «Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems» aprobada en 2003.

Este estándar establece los requisitos y criterios para la conexión de la generación distribuida con el sistema eléctrico, atendiendo a las exigencias de funcionamiento, operación, pruebas, medidas de seguridad y mantenimiento de la interconexión.

Dentro de esta serie tenemos a su vez los siguientes:

- IEEE 1547.1 2005 «Standard for Conformance Tests Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems». Este estándar especifica las pruebas de fabricación y de puesta en marcha que deben ser llevados a cabo con los equipos de generación distribuida para comprobar que se adecuan a las exigencias del estándar IEEE 1547. Fue aprobado en 2005.

- IEEE P1547.2 Draft «Application Guide for IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems». La

intención de este borrador es facilitar el uso del IEEE 1547 mediante la caracterización de las diferentes fuentes de energía distribuidas y sus aspectos técnicos de interconexión. Además, se discuten la base y los antecedentes de los requisitos técnicos respecto a la operación de la conexión de la generación distribuida con el sistema eléctrico. Se presentan además descripciones técnicas y esquemas, guías de aplicación y ejemplos de conexión para facilitar y mejorar el uso y comprensión del IEEE 1547.

- IEEE 1547.3 2007 «Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems». El objetivo de esta guía es facilitar la operación de una o más fuentes distribuidas con el sistema eléctrico. Se describe la funcionalidad, parámetros y metodologías para la monitorización, intercambio de información y control para las fuentes distribuidas interconectadas o asociadas con el sistema eléctrico. Las fuentes distribuidas incluyen pilas de combustible, paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, microturbinas, otros generadores distribuidos y sistemas de almacenamiento de energía distribuidos.

- IEEE P1547.4 Draft «Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems». Se trata de un borrador aun no desarrollado completamente y que está todavía en proceso de definición y discusión. El documento proporciona aproximaciones alternativas y buenas prácticas para el diseño, operación e integración de sistemas con capacidad de aislamiento que integren fuentes distribuidas. Ello incluye la capacidad para aislarse y reconectarse al resto del sistema eléctrico mientras se proporciona energía a la parte aislada del sistema eléctrico. La intención del documento es proporcionar una introducción, revisión y presentar los problemas de ingeniería de los sistemas de distribución aislados. El público objetivo de la misma son los diseñadores y planificadores del sistema eléctrico, operadores del sistema, ingenieros de integración de sistemas y fabricantes de equipos. Dentro de todas las normas regulatorias que afectan a la generación distribuida, este borrador se enfoca hacia la problemática y casuística particular que puede afectar a la integración de las microrredes en el sistema eléctrico. Así pues, este documento debería servir de punto de partida para desarrollar una normativa técnica para la conexión de microrredes.

- IEEE P1547.5 Draft «Technical Guidelines for Interconnection of Electric Power Sources Greater than 10MVA to the Power Transmission

Grid». El objetivo de esta guía técnica es proporcionar la línea base acerca de los requisitos técnicos, incluyendo el diseño, construcción, aceptación de las pruebas de puesta en marcha y requisitos de operación y mantenimiento, para la conexión de fuentes despachables de energía eléctrica de potencia superior a 10 MVA en el sistema eléctrico de transporte.

- IEEE P1547.6 Draft «Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks». El propósito de este borrador es centrarse en los aspectos técnicos asociados con la conexión de redes de distribución secundaria generales con redes locales que dispongan de generación distribuida. El estándar proporcionará recomendaciones relevantes al comportamiento, operación, procesos de pruebas, medidas de seguridad y mantenimiento de la conexión entre ambas redes. Se presta una atención particular en este documento a la capacidad de la red local de proporcionar un servicio mejorado tanto a sus propios clientes como a otros consumos conectados a la red general de distribución. Del mismo modo el propósito es mostrar los aspectos y problemas técnicos asociados. Además, el estándar futuro identificará recomendaciones de comunicación y control así como los requisitos que de esta índole deberán cumplir las fuentes distribuidas. Este estándar también será de aplicación para la problemática de las microrredes, en concreto de su posible interacción con la red eléctrica a la que se conecta.

Dentro de los aspectos que trata el IEEE P1547.4[4] clasifica los tipos de sistemas de distribución aislada entre los cuales la microrred queda incluida:

- Sistema de distribución aislada con un único generador distribuido, una única carga y un único nudo de enlace.

Figura 5. Sistema de distribución aislada tipo 1. Fuente: [4]

4 «IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», IEEE.

- Sistema de distribución aislada con múltiples generadores conectados a un bus común pero separado, junto con una única carga y un único nudo de enlace con la red general.

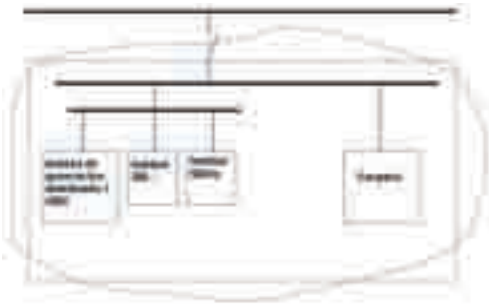


Figura 6. Sistema de distribución aislada tipo 2. Fuente: [4]

- Sistema de distribución aislada con múltiples generadores junto con una única carga y un único nudo de enlace con la red general

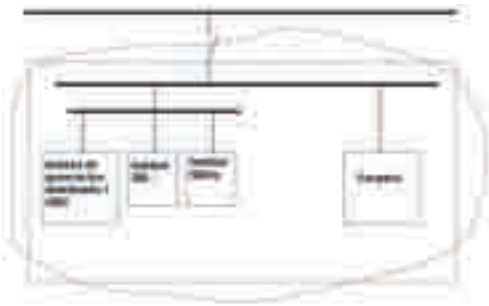


Figura 7. Sistema de distribución aislada tipo 3. Fuente: [4]

- Sistema de distribución aislada con múltiples generadores y cargas conectados a un bus común pero separado, junto con más cargas en el sistema y un único nudo de enlace con la red general.

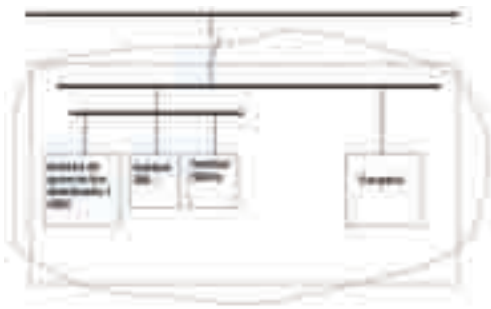


Figura 8. Sistema de distribución aislada tipo 4. Fuente: [4]

- Sistema de distribución aislada con múltiples generadores y cargas separados eléctricamente de otros generadores y cargas en la misma red local y un único nudo de enlace con la red general.

Figura 9. Sistema de distribución aislada tipo 5. Fuente: [4]

- Sistema de distribución aislada, un único generador y cargas separados eléctricamente de otras cargas en la misma red local y múltiples nudos de enlace con la red general. El aislamiento se produce en el interior de la red general.

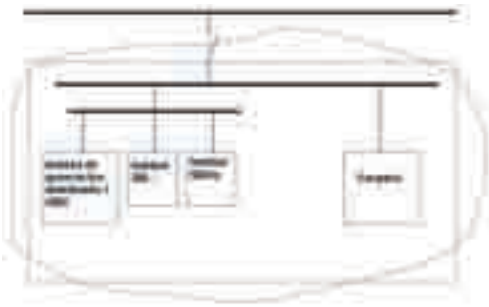


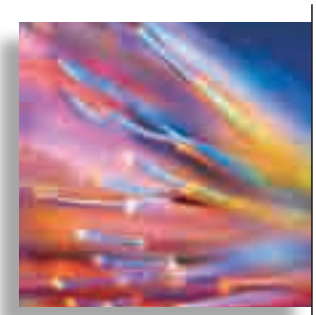
Figura 10. Sistema de distribución aislada tipo 6. Fuente: [4]

- Sistema de distribución aislada con múltiples generadores y cargas separados eléctricamente de otros generadores y cargas en la misma red local y múltiples nudos de enlace con la red general.

Figura 11. Sistema de distribución aislada tipo 7. Fuente: [4]

El Reino unido también tiene diferentes normas que regulan la conexión de generación distribuida en la red eléctrica. La experiencia del Reino Unido en microgeneración es amplia con más de 82.000 instalaciones de microgeneración a lo largo de su territorio. Las normas que regulan la generación distribuida son las siguientes:

- ER G83/1: Recomendaciones para la conexión de generadores distribuidos de pequeña escala (hasta 16 por fase) en paralelo con la red de distribución pública de baja tensión. Todas las conexiones de este tipo deberán ser registradas adecuadamente. Donde la presencia de estos equipos provoque que los niveles de tensión excedan los máximos permitidos exigirá una investigación específica del emplazamiento concreto.



- ER G59/1: Recomendaciones para la conexión de plantas de generación distribuida en la red de distribución. Cubre los equipos de menos de 5 MW que se conecten a redes con tensiones no superiores a 20 kV.

- ER G75/1: Recomendaciones para la conexión de plantas de generación distribuida de potencia superior a 5 MW o en redes de distribución de tensiones superiores a 20 kV.

Sin embargo, no hay una normativa específica para las microrredes. La norma ER G83/1 indica que se prevé que la conexión de una única fuente de generación no conlleve la modificación de la red existente, aunque deja para sujeto de estudio futuro el caso particular de una penetración local significativa de fuentes distribuidas o el caso de una agrupación de generadores en un punto de conexión (como podría ser una microrred).

Otros países como Alemania u Holanda tienen códigos de red que regulan la conexión de generación renovable, como la eólica, pero que observan reglas para la conexión en niveles de tensión más elevados que a los que una microrred se conectará.

d) Avances en la legislación española

Antes del final del 2010 se publicará el «Real Decreto de regulación de la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia».

Este Real Decreto tiene como objetivo establecer las condiciones administrativas y técnicas básicas para la interconexión a la red de baja potencia a partir de energías renovables y de cogeneración.

Este Real Decreto sustituirá al Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, ampliando su ámbito de aplicación a todas las tecnologías y manteniendo la estructura básica de su contenido. Se introduce como novedad un procedimiento abreviado para las instalaciones de pequeña potencia que pretendan conectarse en puntos donde exista ya un suministro. Así mismo, se introduce la posibilidad de desarrollo de un sistema de saldado entre energía adquirida como consumidor y energía vendida como productor.

Del mismo modo, se prevé el desarrollo de un procedimiento de saldado entre generador y consumidor asociado, a fin de incentivar el diseño de las instalaciones de producción para autoconsumo.

El decreto también contemplará la combinación de varias de estas fuentes de los grupos a, b y c del RD 661/2007 en una única instalación.

Con estas medidas se pretende el desarrollo del concepto de generación distribuida.

Este Real Decreto puede suponer un avance significativo para la futura regulación de los sistemas de suministro en microrred.

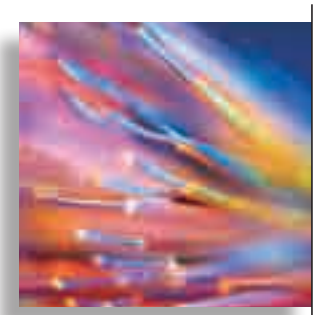
e) Interacción de la microrred con sus clientes

Uno de los roles de los reguladores es asegurar que los consumidores están protegidos contra tasas irracionales, un servicio deficiente y negligencia que pueda resultar en un riesgo para la seguridad o para la salud. Sin embargo está sujeto a interpretación particular si la responsabilidad del organismo regulador alcanza también consumidores que voluntariamente acuerdan el suministro eléctrico y de calor con una microrred independiente.

Así como la relación entre un sistema generador y la red general dentro del mercado liberalizado de la electricidad está definida y podría aplicarse de un modo similar para las microrredes a la hora de exportar sus excedentes eléctricos no queda claro la regulación de las microrredes con sus clientes internos.

El organismo regulador por tanto debería elaborar reglas claras o directrices acerca de cómo las microrredes deberían interactuar con sus clientes. A las microrredes se les podría requerir licencias para la facturación y cobros de la electricidad, la resolución de disputas, seguros, créditos… Estos procedimientos, no obstante, deberían limitar su ámbito de aplicación para no incrementar innecesariamente los costes y las cargas administrativas para las microrredes. Deben definirse nuevos roles y responsabilidades, tanto para las comercializadoras como para las distribuidoras y los clientes/consumidores.

Las microrredes tienen dos impactos importantes sobre el medioambiente y la calidad de la salud:



- El primero es que acercan la producción de energía eléctrica y sus emisiones resultantes a los centros de población. Además, si se tiene en cuenta la cogeneración dentro de la microrred se evita la combustión en caldera de gas y calentadores de agua además de reducir las cargas de refrigeración si se hace uso de refrigeradores por absorción o desecantes.

- El segundo impacto a reseñar, es que alteran el régimen tradicional de control de emisiones que se aplicaba a las grandes centrales de energía, al reemplazar a éstas con pequeñas plantas distribuidas.

La proximidad por tanto de cierto tipo de fuentes distribuidas a los centros de población debería ser motivo de atención por parte de los organismos reguladores. A pesar de ello, los riesgos asociados a las emisiones localizadas pueden ser compensados con los beneficios que aporta el uso de cogeneración, que no solo mejora la eficiencia global sino que elimina la contaminación proveniente de calderas de gas. Las microrredes tienen por tanto que promover el uso y las oportunidades para las tecnologías de generación limpia como la fotovoltaica, la minieólica y las pilas de combustible.

La naturaleza distribuida de las fuentes pertenecientes a la microrred presenta un obstáculo de índole práctica respecto a la capacidad de las microrredes para controlar sus emisiones en respuesta a una futura regulación en ese campo. Las plantas centralizadas de mayor tamaño son más fáciles de controlar porque su número es más reducido, aunque existen modelos que se emplean para la regulación de las diversas fuentes de emisión que existen en las empresas de automóviles que podrían aplicarse para las microrredes.

f) Interacción de la microrred con las Administraciones

Existen programas de carácter público promovidos por las administraciones que se diseñan para promover la eficiencia energética a través de ayudas económicas y otros beneficios. Mientras que el estatus legal de las microrredes no quede bien definido no se puede requerir a las microrredes que participen en estos programas. Esto no es un problema si el número de microrredes que existen es escaso, sin embargo, en caso de que su penetración en el sistema eléctrico se incrementase, los organismos reguladores podrían querer que los clientes de las microrredes participasen en los programas públicos y que las microrredes fuesen afectadas por los beneficios derivados de esos programas. Así pues

se debería proporcionar a las microrredes la oportunidad de acogerse a estos programas.

2.7.3. Barreras sociales

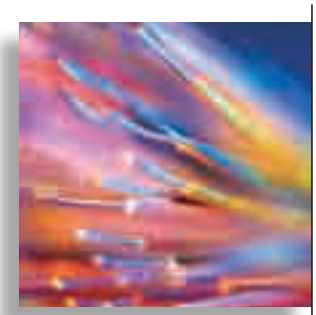
Como se ha comentado en el apartado anterior, las microrredes disponen de sus fuentes de generación en emplazamientos próximos a los centros de consumo. Ello podría provocar un empeoramiento de la calidad del aire local al verse afectado por las emisiones de las fuentes de microgeneración de origen no renovable, como por ejemplo, microturbinas de gas, generadores diesel, pilas de combustible que hiciesen uso de hidrógeno obtenido a partir del reformado in situ de gas natural, etc.

Esto puede ser un tema de preocupación a la hora de atraer a posibles clientes para la implantación de una microrred. Es cierto, sin embargo, que si se hace uso de la cogeneración se compensaría estas emisiones con la eliminación de las emisiones de las calderas de gas. La percepción por parte de los consumidores es muy subjetiva, a pesar de evitarse las emisiones relacionadas con el suministro de calor, se trata de emisiones «asumidas» cuya relevancia nunca ha sido puesta de manifiesto y que en muchos casos no son vistas como un problema. Por el contrario trasladar las emisiones provocadas por la generación eléctrica al propio «patio de atrás» puede tener un rechazo frontal.

Por otro lado, el desconocimiento de lo que la implantación de una microrred implica puede llevar a pensar a los consumidores que se trata de una solución de suministro mucho más incierta e insegura con posibilidad de quedarse sin cobertura eléctrica, cuando la realidad es precisamente la opuesta.

Sería necesario por tanto elaborar campañas de divulgación y concienciación acerca de lo que las microrredes implican, los beneficios ecológicos y relativos a eficiencia energética y a seguridad de suministro que conllevan de modo que se evite la percepción negativa que se pudiera tener por parte de clientes potenciales.

Dado que dentro de la microrred se ha de posibilitar en la mayor medida posible el equilibrio entre generación y demanda para evitar su impacto en el sistema eléctrico, el uso de generación no renovable que no esté sujeta a intermitencia no puede ser obviada. Aun con todo se debería intentar hacer un uso cada vez más extendido de alternativas



basadas en biomasa y con hidrógeno almacenado según estrategias de nivelado de la demanda. Para mejorar además la percepción de las microrredes se debería alejar en la medida de los posible las fuentes no renovables de las áreas más densamente pobladas en la microrred y hacer un uso más abundante de alternativas renovables.

Algunas distribuidoras ofertan servicios de suministro a sus clientes que postulan ser con electricidad de origen renovable. A pesar de que este servicio cumpla que la energía consumida por sus usuarios sea igual que la producida por fuentes renovables lo cierto es que al ser vertida toda ella al sistema eléctrico el mix de energías permanece invariable e independiente del número de consumidores que opten por este servicio. Esto puede hacer surgir por parte de los posibles consumidores suspicacias acerca de si es cierto lo que este tipo de servicio propugna. En ciertos entornos se plantea la idea de que las distribuidoras estén aplicando un sobrecoste a la electricidad de supuesto origen renovable por la simple expedición de un certificado. Con la implantación de una microrred que tenga una penetración de renovables significativa, un cliente potencial de la misma tendría una información veraz y comprobable de que la electricidad consumida tiene efectivamente ese origen «verde». Dentro de la microrred es relativamente sencillo establecer qué parte de la energía consumida en cada intervalo de tiempo es de origen renovable y qué parte no, además de registrar los intercambios de energía con la red externa.

2.7.4. Barreras económicas

a) Mecanismos para cuantificar beneficios económicos de microrredes

La tecnología de las microrredes deberá probar que es rentable económicamente para que pueda extenderse. Las microrredes deberán ser capaces de proporcionar electricidad de una manera que sea tanto o más rentable que el suministro tradicional de electricidad. Las microrredes deben sacar ventaja de los costes que se evitan al hacer uso de ellas, el suministro tradicional de electricidad incluye las pérdidas en las líneas eléctricas, los cargos por congestión y otros costes que provocan que el coste real global exceda sustancialmente al coste de generación en barras de la central. Esta ausencia de costes adicionales podría permitir a las microrredes proporcionar una energía de mayor calidad a un coste total menor.

Para que una microrred pueda operar en modo aislado debe disponer de un sistema de almacenamiento. Esto es necesario ya que normalmente los tiempos de respuesta de las fuentes de energía como microturbinas o pilas de combustible varían entre 10 y 200 s. Por ello ante un cambio en la demanda cuando se funciona aislado de la red pueden ocurrir problemas. Además a diferencia de los grandes generadores del sistema eléctrico tradicional, las fuentes de la microrred no tienen almacenamiento energético en forma de inercia. Así pues debido a esto, la microrred debe disponer de un sistema de almacenamiento para asegurar el balance energético inicial hasta que las fuentes de la microrred sean capaces de responder. El requerimiento total para este almacenamiento no está claro en la actualidad, pero los costes involucrados serán significativos. Estos costes adicionales deberán ser compensados con los beneficios añadidos desde el punto de vista del cliente que comporta la capacidad de aislarse del sistema eléctrico y con el coste de mantener una fiabilidad alta desde la perspectiva de la red. Por tanto para valorar económicamente un tamaño de almacenamiento óptimo deberá cuantificarse correctamente los beneficios adicionales que añade y los costes asociados que evita.

Una de las características adicionales que la microrred incorpora frente al suministro tradicional de energía es la posibilidad de combinarla con la cogeneración que dependiendo de la localización o aplicación de la microrred podría ser empleada para procesos industriales y/o para calefacción de distrito. Dentro de las microrredes hay tres áreas básicas de aplicaciones potenciales para la cogeneración:

- Calefacción de espacios, producción de agua caliente para usos domésticos y esterilización.

- Procesos industriales o de producción.

- Enfriamiento y refrigeración a través de refrigeradores por absorción.

Se debe mostrar que el uso de la cogeneración en las microrredes es por sí sólo un importante impulsor para la implantación de esta filosofía de suministro y que la agregación de los consumos eléctricos junto con los térmicos puede aportar grandes beneficios. Las experiencias piloto de este tipo que sirvan de demostración para posibles consumidores futuros deben proliferar y hacerse a una escala significativa.

Otra característica que la microrred incorpora es la gestión conjunta de la generación con la demanda. Esto no es del todo ajeno a la red

eléctrica tradicional, ya que se emplean programas de gestión de la demanda y de desconexión de cargas. Sin embargo, la microrred, presenta la novedad de que en este caso consumidor y generador son la misma entidad. De este modo la microrred puede conocer tanto el coste marginal de producir potencia a cualquier punto como los costes equivalentes de las inversiones en eficiencia energética, y puede, con algo de introspección y análisis, decidir cuales son los costes asociados a la desconexión de cargas. Por tanto, puede compensar los tres costes fácilmente. Por tanto el control de los consumos adquiere una importancia notoria en las microrredes.

Una razón clave para la implantación de la microrred es la capacidad que ésta proporciona para trasladar el control de la fiabilidad y calidad de la potencia más cerca del punto de uso final. De esta manera estas propiedades podrán ser optimizadas para las cargas específicas que se alimenten en dicho punto. Cuando haya escasez de producción energética se podrá trasladar la energía a puntos en donde la calidad y fiabilidad del suministro deba ser mayor desde otros en donde no tenga que serlo tanto. Además, debido que la potencia de alta calidad lleva asociada unos costes mayores, se conseguirá un ahorro económico si solo es proporcionada a aquellos que realmente la requieran.

La implantación de una microrred conlleva la aparición de nueva generación dentro del sistema de distribución que se opera de forma radial. De esta manera las mejoras previstas para acoger un crecimiento de la demanda pueden ser pospuestas o incluso evitadas. Idealmente se podría enviar una señal de precio a los clientes pertenecientes al sistema de distribución en tiempos de incremento de la cogestión de las líneas. Ello podría animar el desarrollo de microrredes y las inversiones en generación y en control de la demanda para minimizar esta congestión eléctrica. Sin embargo esto es difícil en la práctica. Los sistemas de distribución en áreas densamente pobladas son mallados estructuralmente a pesar de que se operen de forma radial y son bastantes flexibles con lo que se puede suministrar energía a un cliente final a través de múltiples configuraciones de la red. Así pues los costes de la congestión percibidos por la microrred dependerían muchos casos de una configuración en cierto modo arbitraria de la red de distribución. Esta disposición podría cambiar bruscamente con lo que los mecanismos económicos dependiendo de la configuración original podrían ser desbaratados.

En definitiva, en un entorno regulatorio como el actual, en donde la implantación de microrredes no se favorece, son necesarios mecanismos

que cuantifiquen económicamente los beneficios adicionales que las microrredes aportan a los usuarios finales de energía, las distribuidoras y a la sociedad en general. Una actuación en este sentido proporcionará elementos de decisión válidos, completos y reales a la hora de valorar una posible inversión de este tipo.

b) Economía de la generación

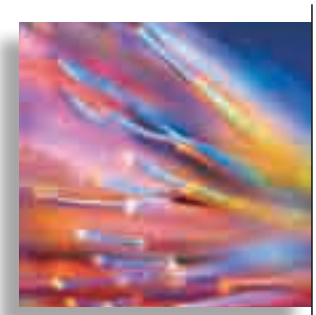
Dentro de las tecnologías de generación para su uso en microrredes la más barata es el motor alternativo de combustión interna. No obstante los problemas relacionados con el mismo, como puede ser el nivel de ruido producido, las emisiones contaminantes que empeoran de manera significativa la calidad del aire local y los costes de interconexión, pueden desaconsejar su implantación en un entorno real concreto de una microrred. No conviene olvidar que en una microrred las fuentes de energía van a estar muy próximas a los consumidores con lo que han de ser lo menos intrusivas posible. Estas disquisiciones son extensibles al resto de tecnologías que hacen uso de combustibles fósiles.

Las tecnologías renovables y limpias que pueden utilizarse como alternativa a la microgeneración fósil, como podrían ser pilas de combustible y fotovoltaica, tienen menos inconvenientes que las tecnologías comentadas. Sin embargo su coste es mayor y puede encarecer mucho la inversión en una microrred pudiendo en un caso determinado desaconsejar una inversión de este tipo frente al suministro tradicional de electricidad.

Para las pilas de combustible los precios para potencias del orden de 5-20 kW rondan los 6.000-3.400 €/kW para la tecnología PEM. En general para un amplio rango de potencias y para varias de las tecnologías de generación con pilas de combustible los precios varían entre 2.000 y 4.000 €/kW.

Para la tecnología fotovoltaica el coste total de la planta considerando todo el balance del sistema ronda los 2.000-3.000 €/kW.

Para la eólica, los equipos de baja potencia tienen costes más elevados, en el rango de 1-10 kW los costes varían entre 2.000 y 2.300 €/kW, para potencias entre 10 y 100 kW los equipos son algo más rentables con precios unitarios comprendidos entre 1.100 y 2.000 €/kW.



Estos costes actualmente no son competitivos frente a los de motores alternativos con costes unitarios en el rango de 230-700 €/kW y las microturbinas de gas con unos precios entre 540 y 850 €/kW.

Sin embargo, con las medidas actuales que potencian y favorecen el uso de generación distribuida con fuentes renovables y las actuaciones que en ese sentido es probable que se tomen en el futuro provocarán que el número de instalaciones crezca en número. Ello llevará de la mano una reducción de los costes de producción de estas tecnologías y una industrialización a mayor escala implicando una reducción de costes pudiéndose conseguir que estas tecnologías alternativas sean competitivas.

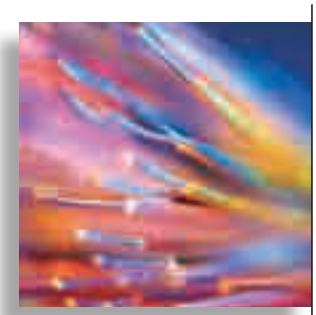
3. BIBLIOGRAFÍA

- [1] LASSETER, R., AKHIL, A., MARNAY, C., J., STEPHENS, DAGLE, J., GUTTROMSON, R., MELIOPOULOUS A. S., R., YINGER y ETO, J., "White Paper on Integration of Distributed Energy Resources. The CERTS MicroGrid Concept", Consortium for Electric Reliability Technology Solutions 2002.

- [2] PEÇAS LOPES, J. A., MOREIRA, C. L., y MADUREIRA, A. G., "Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation", IEE Transactions on Power Systems, vol. 21, 2006.

- [3] MADUREIRA, A. y PEÇAS LOPES, J. "Multi Microgid: Architecture y functionalities" lecture. INESC Porto, "Developing Microgeneration and Microgrids", Electric Energy Systems University Enterprise Training Partnership, 2008.

- [4] "IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems", IEEE.



5 EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN HACIA REDES INTELIGENTES

1. EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Los primeros pasos de la energía eléctrica se dieron a mediados del siglo XIX con el objetivo de mejorar el sistema de alumbrado público mediante gas existente en la época. Desde ese momento y hasta nuestros días las aplicaciones de la energía eléctrica han seguido y seguirán en constante evolución y crecimiento para atender las necesidades de la sociedad.

El suministro eléctrico ya fue considerado desde hace tiempo en los países del primer mundo como un bien básico al que cualquier ciudadano tiene derecho al igual que por ejemplo el agua y a diferencia de otros servicios como el gas o la telefonía. Ello ha motivado un crecimiento en extensión de las redes de distribución al mismo ritmo que los crecimientos demográficos de la población y que el crecimiento del sector terciario. El aumento de calidad de vida y de bienestar social ha hecho aumentar en los hogares la potencia y la energía consumida con lo que todo ello ha conducido, especialmente en las últimas décadas, a disponer de un sistema eléctrico grande en extensión y grande en capacidad. Además no se debe olvidar que el sistema debe estar dimensionado para la máxima capacidad (con el objeto de garantizar el suministro eléctrico en las puntas máximas de carga).

En general, la importancia del suministro eléctrico para el desarrollo industrial y para el bienestar social de un país es lo que realmente motiva la constante evolución del mismo y el proceso de mejora continua en cuanto a sus prestaciones (fiabilidad, seguridad, coste, flexibilidad, eficiencia, sostenibilidad,…) en función de lo que en cada momento demande la sociedad.

Por ello, aunque ahora parezca que nos encontramos ante el comienzo de una «revolución» en nuestro sistema eléctrico con el de-

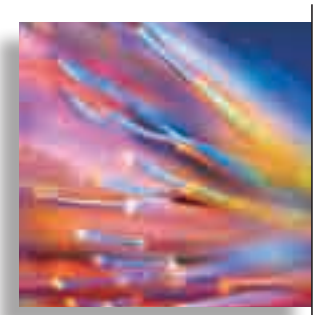
sarrollo de redes inteligentes, este paso, aunque importante, no deja de ser un paso más en el constante proceso de evolución de las redes.

En las últimas décadas, las redes eléctricas en general, y las españolas en particular, han sufrido cambios importantes motivados entre otras causas por la introducción de las nuevas tecnologías de la información y la comunicación aplicadas al sistema eléctrico. A continuación se hace un repaso general de las principales características de las redes en los últimos años.

Las redes hasta finales de los años 80 se caracterizaban en general por lo siguiente:

- Redes no uniformes. Las grandes redes fueron formadas por la conexión de redes más pequeñas. Las compañías eléctricas de cierto tamaño han ido creciendo en general mediante fusiones o absorciones de compañías eléctricas más pequeñas. Todavía hoy hay más de 350 distribuidoras eléctricas en España aunque 5 de ellas tienen más del 98% de los clientes. Esta unión de redes provenientes de diferentes empresas con diferentes filosofías da como resultado una red no uniforme en cuanto a tipología y topología de red. Esto motiva, por lo general, costes de inversión y de explotación mayores por la escasa normalización en los procesos, por la multitud de soluciones particulares y por la falta de criterios establecidos para el crecimiento de las redes.

- Falta del criterio N-1 en gran parte de la red de Alta Tensión. Una red se dice que está diseñada con el criterio N-1 cuando ante el fallo de cualquiera de los elementos de la misma, el resto de elementos de la red es capaz de seguir garantizando el suministro eléctrico dentro de las mismas condiciones establecidas de calidad y sin sobrepasar ninguno de ellos sus límites físicos de diseño. La aplicación de este criterio al diseño de la red requiere un estudio de viabilidad técnico-económico adecuado en función de los requerimientos de calidad exigidos a cada zona de distribución. Por lo general, a finales de los 80 existían varias subestaciones alimentadas radialmente (es decir, por una sola línea de alta tensión) por lo que el fallo de la misma suponía la pérdida de suministro. Hoy en día, incluso en las redes de media tensión, se han realizado los correspondientes mallados (conexión entre subestaciones o entre centros de transformación) o se cuenta con equipos móviles para solucionar estas contingencias.



- Equipos con bastantes años en servicio. Aunque las redes eléctricas de distribución en alterna se empezaron a desplegar en España a principios del siglo XX, es en la segunda mitad de siglo cuando tiene lugar el gran desarrollo de las mismas. El tiempo medio de vida útil de los equipos eléctricos de aquella época se estima en 40 años por lo que la edad media del parque eléctrico español a finales de los 80 era bastante alta. El diseño y las tecnologías utilizados hasta entonces se caracterizaron por su robustez (relés electromecánicos, interruptores de potencia de aceite, transformadores de grandes dimensiones,…) y aún hoy en día está en servicio aparamenta de aquella época. Las grandes inversiones en la red se destinaron por ello principalmente al crecimiento de la misma para dar respuesta a la demanda.

- Escasa implantación de telecontrol en redes de media tensión. El telecontrol es una herramienta fundamental para la gestión remota de la red y la mejora de la calidad de servicio. Con las unidades terminales remotas instaladas en campo, un centro de operación es capaz de disponer de información en tiempo real de señales, alarmas y medidas de la red además de tener la posibilidad de maniobrar la misma remotamente (abriendo y cerrando interruptores). Esto permite tiempos de reposición más rápidos en caso de avería, detección de anomalías en la red y, en general, una gestión muchísimo más optimizada que la de antes. Los primeros telecontroles en las redes de distribución se empezaron a instalar en las subestaciones en los años 70 pero no fue hasta inicio de los 90 cuando se completó este despliegue en el 100 % de las subestaciones. Este importante avance tecnológico fue debido gracias a los correspondientes avances en los sistemas de información y de comunicación. No obstante, este mismo despliegue del telecontrol en las redes de media tensión (aguas debajo de las subestaciones) apenas se inició en esta época.

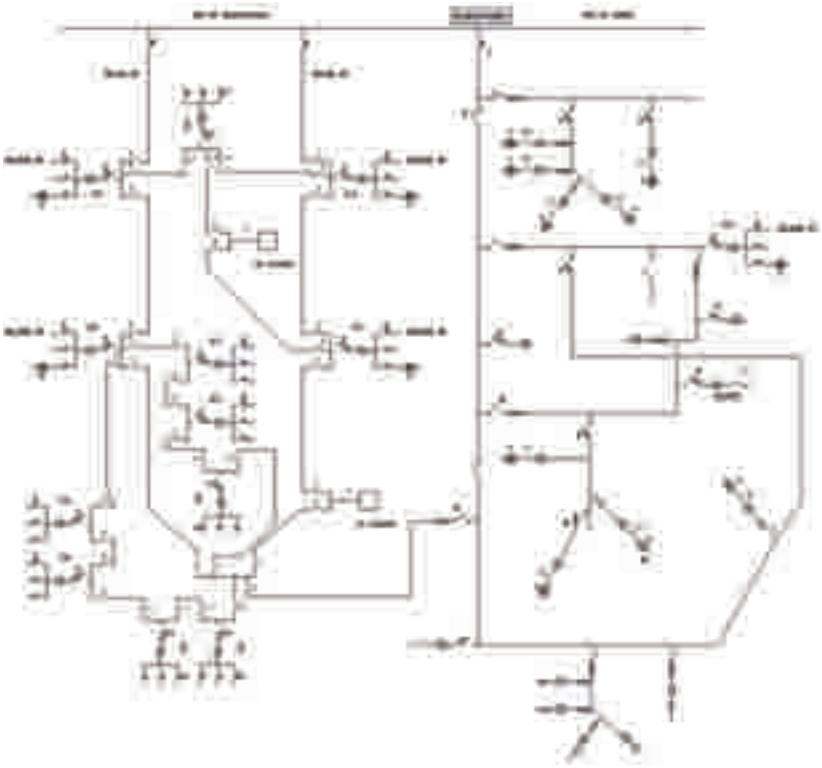


Figura 1. Ejemplo de red de finales de los años 80. Fuente: Gas Natural Fenosa.

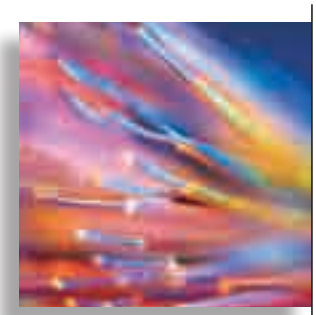
A partir de los años 90 las redes evolucionaron principalmente en 3 aspectos:

- Implantación de una Arquitectura de Red. La arquitectura de red establece reglas para la ordenación de la red existente y el crecimiento de la red nueva, basándose en criterios técnicos y económicos y adaptándose a las particularidades del mercado. La finalidad de la arquitectura es conseguir una red sencilla y ordenada, de explotación ágil y fácil. La estructura resultante siempre es una solución de compromiso entre los siguientes factores:

  — Garantía de suministro.

  — Calidad del servicio y del producto.

  — Segmentación de mercados.



— Adaptabilidad del crecimiento.

— Ocupación adecuada de la capacidad.

— Mínimas pérdidas técnicas.

— Óptima inversión y costes de mantenimiento.

Las diferentes compañías definieron sus criterios internos de arquitectura de red e hicieron grandes esfuerzos especialmente en reordenar la red existente para garantizar la calidad del suministro.

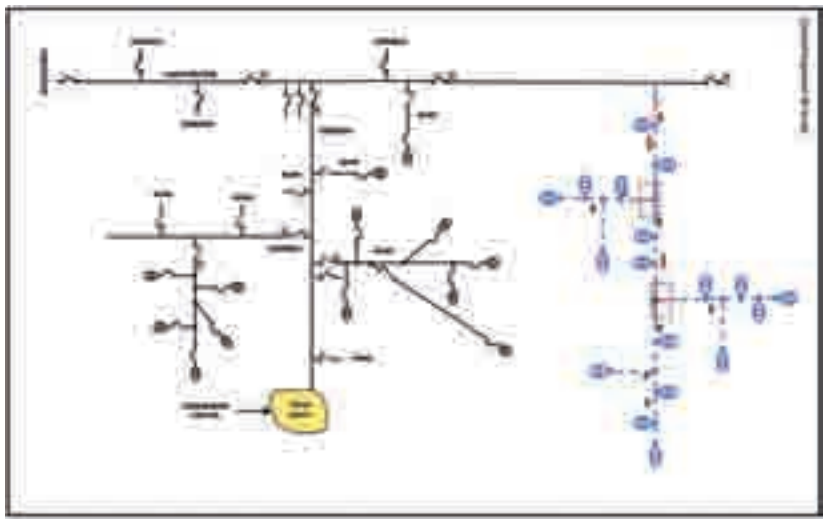


Figura 2. Ejemplo de aplicación de arquitectura de red rural de media tensión. Fuente: Gas Natural Fenosa.

- Normalización de instalaciones. Además de ordenar la topología de la red, en los años 90 se hicieron grandes esfuerzos en normalizar la tipología de la misma. Las redes de distribución se caracterizan por su dispersión geográfica y por su extensión, lo cual requiere la necesidad de realizar en ellas numerosas intervenciones, cada una de ellas de bajo coste. Para optimizar estos procesos es fundamental su normalización en todos los ámbitos (ingeniería, suministro, montaje, puesta en servicio y explotación). Las redes fueron creciendo en los años 90 de una forma más ordenada y más homogénea.

- Telecontrol en la red de media tensión. El principal motivo que hasta estos años había impedido el despliegue del telecontrol en la red

de media tensión era la falta de tecnología para conseguir vías de comunicación fiables y económicas. Las vías de comunicación disponibles eran y son:

— Onda portadora: bajo coste de inversión. Bajo coste de explotación. Capacidad de transmisión limitada. Sensible a ruidos y cambios de configuración de red.

— Radio: coste de inversión moderado. Bajo coste de explotación. Cobertura limitada.

— GSM/GPRS: bajo coste de inversión. Coste de explotación moderado. Fácil de desplegar. Cobertura limitada.

— Fibra óptica: muy alto coste de inversión. Bajo coste de explotación. Segura y fiable.

— Satélite. Coste de inversión moderado. Alto coste de explotación. Fácil de desplegar.

Las distintas compañías iniciaron su despliegue de telecontrol en aquellos puntos estratégicos de la red de media tensión que les permitían disminuir tiempos de localización de faltas y reposición del servicio. Se empezó la instalación de celdas telecontroladas en centros de transformación e interruptores en líneas aéreas, acompañados de detectores de paso de falta. Este despliegue se realizó gracias a la mejora de prestaciones de algunas vías de comunicación, especialmente la onda portadora y el GSM.

La evolución de la red eléctrica en los últimos 5 años ha estado claramente marcada por la entrada en vigor del protocolo de Kioto en febrero de 2005, con los compromisos adquiridos por los diferentes países sobre sostenibilidad medioambiental. Es por estas fechas cuando se asienta el concepto de redes eléctricas inteligentes cuya finalidad última sería contribuir al cumplimiento de dicho protocolo mediante la promoción e integración de generación distribuida de fuentes renovables en las redes y los mecanismos adecuados para un consumo más eficiente de la energía; esto último es lo que engloba el término de «Respuesta de la Demanda», donde el consumidor se convierte en parte activa del sistema, pasando a ser un «prosumidor» (generador y consumidor al mismo tiempo) haciendo un uso más racional de la energía en función del coste marginal de la misma.

Los siguientes gráficos muestran la evolución de la potencia instalada en España de origen eólico y solar respectivamente. A finales del año pasado casi el 30% de la potencia total instalada en el país procedía de alguna de estas dos fuentes.

Figura 3. Evolución de la potencia instalada en España de origen eólico. Fuente: Gas Natural Fenosa.

Figura 4. Evolución de la potencia instalada en España de origen solar. Fuente: Gas Natural Fenosa.

Este gran desarrollo de la energía renovable en nuestro país ha sido posible gracias a las ayudas concedidas por el gobierno al precio venta de dicha energía pero hasta ahora no han demostrado ser tecnologías competitivas económicamente con otros tipos de fuentes de energía.

El concepto de red inteligente o «Smart Grid» abarca toda la cadena de valor del sistema eléctrico, desde la generación centralizada y distribuida hasta el consumidor doméstico, pasando por los sistemas de transmisión y distribución e introduce nuevos agentes en el mercado como el agregador de servicios («ESCO») o los gestores de plantas «virtuales» (concepto aplicado a agrupaciones de redes que incluyen generación, consumo y/o almacenamiento y que pueden tratarse desde el punto de vista del mercado liberalizado como un solo ente).

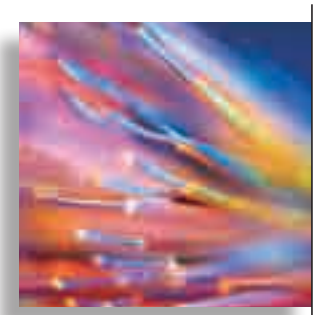
Desde un punto de vista técnico, las redes inteligentes presentan varios retos relacionados en su mayoría con la necesaria evolución de las tecnologías de información y comunicación para adaptarse a las nuevas necesidades, teniendo en cuenta el gran volumen de información que se debe de gestionar. No se deben olvidar otros retos más «eléctricos» como el almacenamiento de energía, el vehículo eléctrico o la electrónica de potencia.

No obstante hay un consenso general sobre el hecho de que las mayores dificultades para un despliegue masivo de redes inteligentes no se encontrarán en los aspectos técnicos sino más bien en los aspectos económicos y regulatorios. La clave de un despliegue exitoso es encontrar el marco regulatorio adecuado que promueva las iniciativas públicas y privadas de forma que los beneficios globales y sociales que aporten las nuevas inversiones sean costeadas adecuadamente por todos los agentes intervinientes que disfruten de dichos beneficios finales.

Actualmente son bastantes los proyectos de investigación y demostración sobre Smart grids que se están realizando para probar los diferentes conceptos; sin embargo la mayoría de ellos corresponden a subvenciones de fondos públicos ya que, de momento, no hay «business case» que fomente una adecuada iniciativa privada.

La aprobación en el Parlamento Europeo (Diciembre 2008) del plan conocido como 20-20-20 para el año 2020 no ha hecho sino potenciar todavía más la necesidad de desarrollar e implantar los nuevos conceptos asociados a las redes inteligentes.

La evolución esperada de las redes eléctricas de media y baja tensión en la próxima década estará marcada por:



- Implantación general de la telegestión.
- Potente red de comunicaciones.
- Autogestión de la red de distribución.
- Amplia existencia de generación distribuida.
- Desarrollo de la electrónica de potencia aplicada a la red de distribución.
- Gestión y respuesta de la demanda de los clientes.
- Equipos Plug and Play.
- Desarrollo de las microrredes (Islas).

Se puede decir que la autopista que nos conducirá a las redes inteligentes del futuro ya está trazada pero ahora queda lo más difícil: andar para hacer camino.

2. PROYECTOS DE REDES INTELIGENTES EN EL GRUPO GAS NATURAL FENOSA

Gas Natural Fenosa (en adelante, gNF) es una empresa formada recientemente por la fusión de dos grandes empresas, Unión Fenosa y Gas Natural. Está presente en 23 países y cuenta con más de 15 GW de potencia instalada y más 20 millones de clientes entre clientes de gas

y de electricidad. Su posicionamiento en el sector energético es por tanto bastante relevante y su apuesta decidida por la investigación, desarrollo e innovación se ha traducido en el caso de redes inteligentes por el lanzamiento y desarrollo de diferentes tipos de proyectos, algunos de ellos internos y otros formando parte de consorcios nacionales y europeos.

El objetivo común de gNF en los proyectos que está llevando a cabo es contribuir al desarrollo futuro de las redes inteligentes, probando conceptos técnicos asociados a las mismas y analizando nuevos marcos regulatorios adecuados que garanticen el correcto reparto de costes y beneficios, tanto sociales como económicos, para un adecuado despliegue de las redes inteligentes.

En el siguiente gráfico se muestra una relación de los proyectos sobre redes inteligentes actualmente en marcha en los que participa gNF, así como el campo en el que se desarrollan:

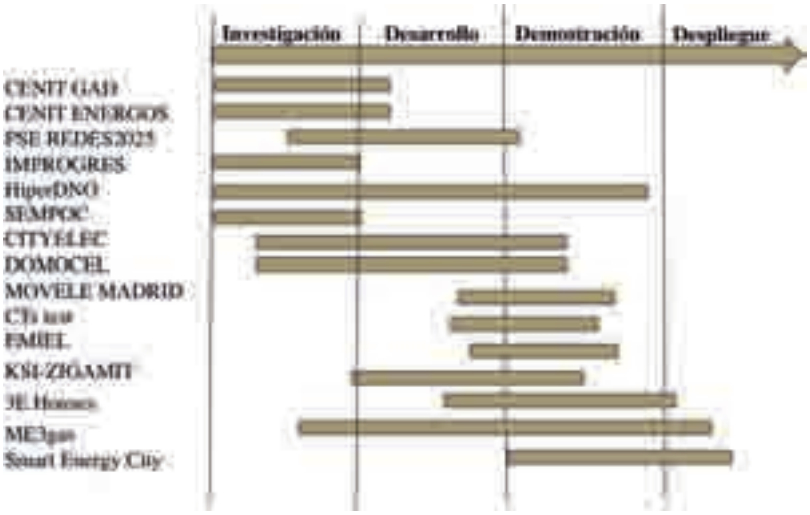
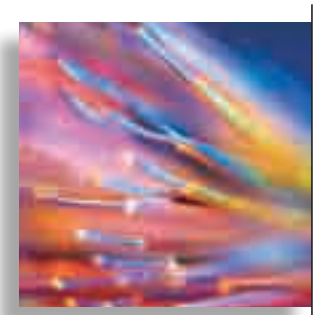


Figura 5. Relación de proyectos de redes inteligentes en los que participa gNF. Fuente: Gas Natural Fenosa.

La EEGI (European Electricity Grid Initiative) es una iniciativa de la Comisión Europea que fue lanzada oficialmente el pasado mes de junio, dentro del SET Plan (Strategic Energy Technology Plan) y en la que se ha definido el roadmap 2010-2018 y el Plan de Implementación detallado 2010-2012 para el desarrollo de las redes inteligentes en Europa. gNF, con los proyectos anteriores y otros futuros en fase de estudio, pretende



contribuir de forma relevante a la implementación de dicho roadmap y para ello está presente en toda la cadena de valor.

A continuación se describen brevemente dos de los proyectos más relevantes en redes inteligentes del gNF.

2.1. PROYECTO ENERGOS

El título completo del proyecto ENERGOS es "Tecnologías para la gestión automatizada e inteligente de las redes de distribución energética del futuro".

Es un proyecto llevado a cabo en consorcio por 17 empresas españolas y liderado por UNION FENOSA Distribución (distribuidora eléctrica perteneciente 100 % al grupo gNF). El proyecto se presentó al Ministerio de Ciencia e Innovación en 2009 dentro de la convocatoria CENIT del programa INGENIO y resultó adjudicado en Diciembre 2009. Se inició en Enero 2010 y tiene una duración de 3 años. Cuenta con un presupuesto de 24,3 millones de euros. En el proyecto participan además 14 organismos públicos o privados de investigación (universidades y centros tecnológicos).

El proyecto se dedica a la investigación de los elementos básicos que permitan hacer posible una red inteligente capaz de gestionar en tiempo real todos los flujos multidireccionales originados en el nuevo modelo de red eléctrica, que supondrá la incorporación masiva de fuentes renovables de energía a diferentes niveles en la red, una mayor participación de los clientes finales en su gestión de la energía, mayores niveles de eficiencia y los flujos bidireccionales creados por la incorporación del vehículo eléctrico.

La investigación se lleva a cabo a tres niveles: infraestructura de red (nuevos elementos de arquitectura), plataforma de gestión de datos y, finalmente, superestructura o estructura de gestión inteligente de los datos de red. Para ello, la investigación se centra en los siguientes campos:

- Herramientas de obtención de señales y medidas que permitan enlazar la red con la generación distribuida, el consumo y las unidades de almacenamiento eléctrico de forma más eficiente.

- Tecnologías necesarias para la creación de una plataforma que permita la adquisición de las señales (en las diferentes escalas de

tiempo) provenientes de la red inteligente y una respuesta a las aplicaciones necesarias para la gestión de dicha red inteligente.

- Nuevos métodos y técnicas para la gestión de la red capaces de hacerla trabajar de la manera más eficiente posible.

- Consecución de estándares y patentes que permitan el establecimiento de un protocolo de actuación, facilitando de esta manera un uso más eficaz de la red inteligente y por consiguiente un mayor aprovechamiento de la misma.

La generación de tecnologías para la gestión automatizada e inteligente de las redes de distribución energética del futuro representa un reto complejo y para afrontarlo se necesitará efectuar avances significativos en las siguientes áreas de investigación:

- Comprensión de los requisitos industriales y sociales de las futuras redes de distribución energética que aseguren un alineamiento de los objetivos del proyecto con las necesidades sociales y económicas.

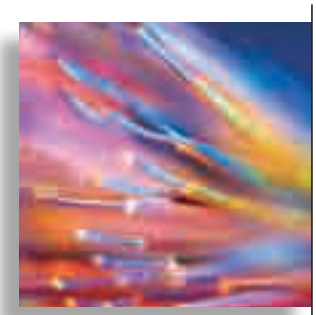
- **Ingeniería de la Red**, que redefina la estructura y topología de la misma (Arquitectura de la Red) y sus equipos e instalaciones (Almacenamiento, FACTS, etc.), sin la cual sería prácticamente imposible conseguir los importantes avances tecnológicos previstos en el proyecto.

- **Dispositivos Inteligentes de Red**, que permitan transformar las redes actuales en redes inteligentes a través de la implantación masiva de equipos de monitorización, medida y control en todos los niveles de la red (AT, MT, BT) y los clientes (contadores de Telegestión).

- **Infraestructuras y Tecnologías de Control y Comunicaciones**, que permitan mantener permanentemente comunicados de forma bidireccional los puntos de control, poniendo la información a disposición de los diversos actores que la necesitan.

- **Métodos y Técnicas de Gestión de Redes Energéticas,** para la planificación, operación y mantenimiento y que apoyados en tecnologías de procesamiento y modelización (algoritmos de red, optimización y previsión) permitan optimizar la explotación de la Red.

Algunas de estas áreas constituyen campos de investigación muy complejos, con resultados a largo plazo cuya "solución general" probable-



mente irá más allá del alcance de este proyecto. En este sentido, el proyecto ENERGOS se ha definido en base a los siguientes principios:

- Definir y centrarse en las direcciones de investigación que sean esenciales para la gestión automatizada e inteligente de las redes de distribución energética.

- Trabajar de manera modular para reducir riesgos, conduciendo la investigación más allá del estado del arte por medio de la construcción de los mejores fundamentos en cada una de las áreas involucradas, e investigar, a la vez, tecnologías de integración y marcos de trabajo para combinar los mejores resultados disponibles.

- Adaptar un enfoque basado en estándares, produciendo resultados que sean interoperables en las aplicaciones industriales subsecuentes.

El proyecto se estructura en catorce paquetes de trabajo, agrupados en cinco grandes clusters que se alinean con las áreas de investigación descritas previamente. Los paquetes de trabajo se corresponden con los objetivos científicos del proyecto y están a su vez conformados por tareas y subtareas.

A continuación se muestra una figura con la estructura de los clusters y los paquetes de trabajo:

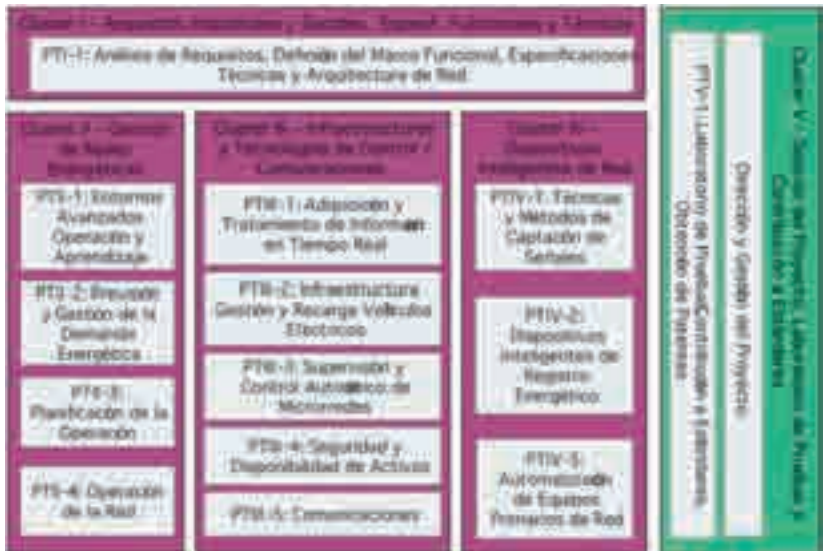
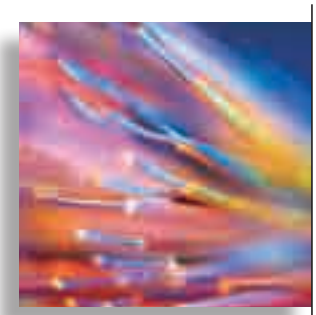


Figura 6. Estructuras de los clusters y los paquetes de trabajo. Fuente: Gas Natural Fenosa.

2.2. SMART ENERGY CITY

El proyecto SMART ENERGY CITY es un proyecto interno de demostración de gNF que pretende implementar a modo de piloto nuevos equipos y funcionalidades en una red de distribución eléctrica ya existente con objeto de construir un laboratorio en campo ("living lab") que permita la validación de soluciones tecnológicas que hagan posible un futuro despliegue de las redes inteligentes.

El proyecto ha arrancado este año con el pilotaje de la telegestión de la medida en 20.000 clientes y la telegestión de los centros de transformación asociados a los mismos, todo ello con una gestión unificada en un Despacho Central. En pasos sucesivos, se tienen previsto implementar en este living lab durante el 2011 funcionalidades adicionales relacionadas con el concepto de Smart Grids como son las Smart Homes (domótica e inteligencia dentro de las viviendas de algunos clientes), la integración de la generación distribuida existente en la zona, el vehículo eléctrico o simulaciones de precios variables de la energía que permitan comprobar la elasticidad de la demanda.



6 LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES: UN DESAFÍO Y UNA OPORTUNIDAD

1. ANTECEDENTES

La evolución del sector eléctrico a nivel mundial y en España en particular, ha pasado por distintas fases de desarrollo tecnológico en los últimos 160 años. El primer gran salto tecnológico posiblemente fue el paso de la corriente continua a la corriente alterna y con él, la posibilidad de elevar y reducir los niveles de tensión y transportar la energía a largas distancias. La llamada en los Estados Unidos «Guerra de las Corrientes» alrededor de 1880, enfrentó a dos genios: Thomas Edison y su empresa General Electric (GE) impulsando la corriente continua y Nikola Tesla con WESTINGHOUSE con la finalmente exitosa corriente alterna.

Este enfrentamiento entre dos genios innovadores se saldó con la adopción masiva de la corriente alterna, definiendo la estructura del sector eléctrico que conocemos hoy: grandes centrales de generación dotadas de subestaciones para elevar la tensión, líneas de transporte para transportar la energía a largas distancias, subestaciones y líneas de distribución que permiten acercar la energía a los clientes finales.

Aquel gran salto tecnológico, debió enfrentar el conservadurismo y temor de la sociedad y obligó al propio Nikola Tesla a demostrar públicamente que la corriente alterna se podía operar con seguridad, optando para ello por experimentar con su propio cuerpo.

Con la incorporación de la corriente alterna en el sistema eléctrico español, fue posible comenzar los grandes proyectos hidroeléctricos, (dando origen a múltiples empresas «Hidroeléctricas de …»), alcanzando a finales de la década de 1920 los casi 1.200 MW de capacidad instalada con más de un 80% hidroeléctrico.

Los siguientes saltos tecnológicos se produjeron en la década de los 40 con la creación de UNESA, la interconexión de los sistemas y la creación del Despacho de Cargas, así como el crecimiento exponencial de la demanda a lo largo de los 50 y 60, incorporando centrales térmicas de fuel-oil. A fines de los 60 se incorporó la primera central nuclear (Central José Cabrera de Unión Eléctrica Madrileña con 160 MW) y la capacidad instalada llegó a alcanzar los 18.000 MW.

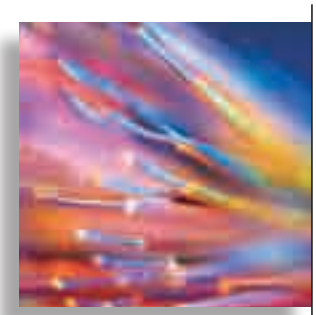
La crisis del petróleo en 1973 obligó a replantear la matriz energética y apostar por una reducción drástica de la dependencia del petróleo, impulsando el desarrollo de las nuevas centrales nucleares y térmicas en la década de los 80 y la creación de Red Eléctrica de España (REE) como responsable de la red de Transporte y la Operación del Sistema. El Marco Legal Estable de 1988 permitió reconocer adecuadamente las inversiones realizadas y desarrollar un sector empresarial potente y competitivo a nivel internacional. En este período se consolida el sector con la creación de los principales grupos empresariales actuales (ENDESA, IBERDROLA, UNION FENOSA).

A nivel de las redes eléctricas, tanto de Transporte como de Distribución, las empresas españolas demostraron un liderazgo a nivel mundial por sus buenas prácticas y su eficiente modelo de gestión. La Operación de la Red, basada en sistemas de control alcanzó la totalidad de las redes de alta tensión y subestaciones, comenzando incluso a desplegarse tecnologías de control en puntos intermedios de la red de media tensión.

De la mano de este desarrollo, las empresas tecnológicas españolas, desarrollaron capacidades y productos tanto a nivel de Sistemas de Gestión (SOLUZIONA, actualmente INDRA, en sistemas Comerciales, de Distribución y de Generación) así como en Sistemas de Control (ZIV, TELVENT, ELLIOP, SAC y la propia INDRA).

2. LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ENERGÉTICO

Los criterios liberalizadores promovidos por la Unión Europea (Directiva 96/92/CE) en 1996 y recogidos entre otras en la Ley 54/1997, produjeron cambios significativos en la estructura del sector. El más significativo sin duda fue la incorporación de la competencia en las áreas de Generación y Comercialización y la necesidad de adaptar las redes a la nueva función.



La aparición de nuevos actores como la Comisión Nacional de Energía (CNE), la creación de la figura del Operador del Mercado (OMEL), el fortalecimiento del papel de REE como Operador del Sistema y la segregación de las actividades de Distribución dentro de los principales grupos empresariales, transformaron el mapa eléctrico español. A nivel de nuevos comercializadores, además de los propios de las empresas eléctricas españolas y algunas europeas, no hubo nuevos entrantes significativos.

En concreto se estableció un ambicioso calendario de liberalización del mercado, que permitió en 5 años que la totalidad de los clientes españoles pudieran elegir su proveedor. Sin embargo, la imposibilidad de trasladar los precios mayoristas reales (en base horaria) a la gran mayoría de los clientes se transformó en una de las principales barreras para la competencia. En la práctica el número de clientes minoristas que cambiaron de proveedor fue muy bajo y se mantuvo la vinculación de la empresa distribuidora con su comercializadora.

La introducción de mecanismos de competencia hizo necesario establecer un sistema de medidas homogéneo y transparente, operado por REE y que soporte todos los intercambios de energía entre Generadores, Distribuidores y Comercializadores (RD 2018/1997 y posteriormente el RD 1110/2007). Un interesante impacto tecnológico se produjo por la obligatoria implantación de la telemedición para todos los puntos de medida en tensiones iguales o superiores a 1kV (Puntos 1, 2 y 3). El desarrollo de los Concentradores Primarios (REE) y Secundarios (Distribuidoras), junto a los sistemas y protocolos de comunicación, así como la necesidad de renovar e instalar nuevos contadores y registradores, produjo una incorporación masiva de nuevas tecnologías en la red.

El exitoso proceso de implantación de los mecanismos de tele-medición en los clientes industriales y comerciales y la pobre respuesta de los clientes residenciales a la liberalización del mercado, comenzaron a impulsar la idea de extender la tele-medición a todos los clientes.

3. IMPLANTACIÓN MASIVA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El creciente compromiso con un modelo energético sostenible, así como la necesidad de reducir la dependencia energética de nuestro país (dependencia energética superior al 84%), hacen necesario com-

plementar la incorporación de la competencia en el sector con: la protección del medio ambiente, la eficiencia energética y la reducción del consumo. A estos efectos el nuevo marco establecido para el Sector Eléctrico, contempla el Régimen Especial, con el claro propósito de implementar un marco favorable al impulso de las energías renovables (eólicas, mini-hidráulicas, solar, biomasa, etc.) junto a la cogeneración.

De la mano de estos mecanismos (principalmente los RD 2818/1998, 436/2004 y 661/2007), el sector eléctrico español ha vivido una transformación radical en los últimos 12 años. La capacidad instalada de Régimen Especial (Sistema Peninsular) pasó de 5.590 MW (la mayoría de origen no renovable, 3.474 MW) a 33.614 MW en la actualidad (de ellos 19.813 MW son eólicos y 4.018 MW solares), superando con mucho las previsiones del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010.

Tabla 1. Evolución de la capacidad instalada en el sistema peninsular. Fuente: INDRA.

CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA PENINSULAR			
TIPO DE CENTRAL	**31-12-98 (MW)**	**31-12-10 (MW)**	**2010/1998 (%)**
Nuclear	7.632	7.716	1,1
Hidráulica	16.452	16.657	1,2
Carbón	11.224	11.380	1,4
Fuel	8.214	2.860	-65,2
Ciclos Combinados	0	25.220	n/a
Total Régimen Ordinario	**43.522**	**63.833**	**46,7**
Eólica	689	19.813	2.775,6
Solar	1	4.018	401.700,0
Resto Régimen Especial	4.900	9.783	99,7
Total Régimen Especial	**5.590**	**33.614**	**501,3**
Total Sistema Peninsular	**49.112**	**97.447**	**98,4%**

El enorme esfuerzo inversor desarrollado por el sector en los últimos 12 años, se refleja muy claramente en los 23.141 MW de nuevas plantas eólicas y solares, conjuntamente con los 25.220 MW de nuevos Ciclos Combinados de Gas. Ambas tecnologías se complementan y sin duda la disponibilidad de los nuevos Ciclos Combinados ha sido fundamental para asegurar la operación del Sistema y compensar con flexibilidad la variabilidad de las energías renovables.

En términos de energía producida, la evolución ha sido similar. El crecimiento de la demanda en el Sistema Peninsular ha sido de un 50,3% en

12 años, cubierta principalmente con el Régimen Especial que se elevó hasta los 90.462 GWh que representan el 34,8% de la Demanda del Sistema Peninsular. De ellos sobresalen los 49.556 GWh generados por las energías eólicas y solares (1.236 GWh hace 12 años), que representaron en el 2010 el 19,1% de la demanda.

El Régimen Ordinario en contraposición ha crecido moderadamente (19%), principalmente con la incorporación de los Ciclos Combinados (64.913 GWh) y la reducción drástica de la generación térmica tradicional (reducción de 41.629 GWh).

Tabla 2. Evolución de la cobertura de la demanda en el sistema peninsular. Fuente: REE, Informe del Sistema Eléctrico 1998 y 2010.

COBERTURA DE LA DEMANDA DEL SISTEMA PENINSULAR			
TIPO DE CENTRAL	**31-12-98 (GWh)**	**31-12-10 (GWh)**	**2010/1998 (%)**
Nuclear	59.003	61.944	5,0
Hidráulica	33.992	38.001	11,8
Carbón	60.190	22.372	-62,8
Fuel	5.658	1.847	-67,4
Ciclos Combinados	0	64.913	n/a
Total Régimen Ordinario	**158.843**	**189.077**	**19,0**
Consumos en generación	6.309	6.670	5,7
Consumos bombeo	2.588	4.439	71,5
Total Régimen Ordinario en B.C.	**149.946**	**177.968**	**18,7**
Eólica	1.235	42.656	3.353,9
Solar	1	6.910	690.900,0
Resto Régimen Especial	18.379	40.896	122,5
Total Régimen Especial	**19.615**	**90.462**	**361,2**
Intercambios internacionales (1)	3.402	-8.490	-349,6
Total Sistema Peninsular	**172.963**	**259.940**	**50,3**

(1) Intercambios internacionales: + saldo importador, - saldo exportador.

El despliegue masivo de las energías renovables en España constituye un caso de referencia a nivel mundial y no existe posiblemente otro sistema eléctrico parcialmente aislado (la capacidad de interconexión de España es inferior al 5% de su capacidad instalada) con una penetración tan elevada de las energías renovables. El ejemplo de Dinamarca, se debe analizar tomando en cuenta su muy elevada capacidad de interconexión con el sistema nórdico.

Figura 3. Comparación de la Capacidad de Interconexión de los principales países europeos. Fuente: INDRA.

Tomando en cuenta esta realidad, parece claro que el sistema eléctrico español tiene una capacidad muy elevada como para poder gestionar situaciones como las planteadas el pasado 9 de noviembre del 2010, donde se alcanzó el record de producción de energías eólicas con 14.901 MW a las 14:50 (46,8% de la demanda en ese momento).

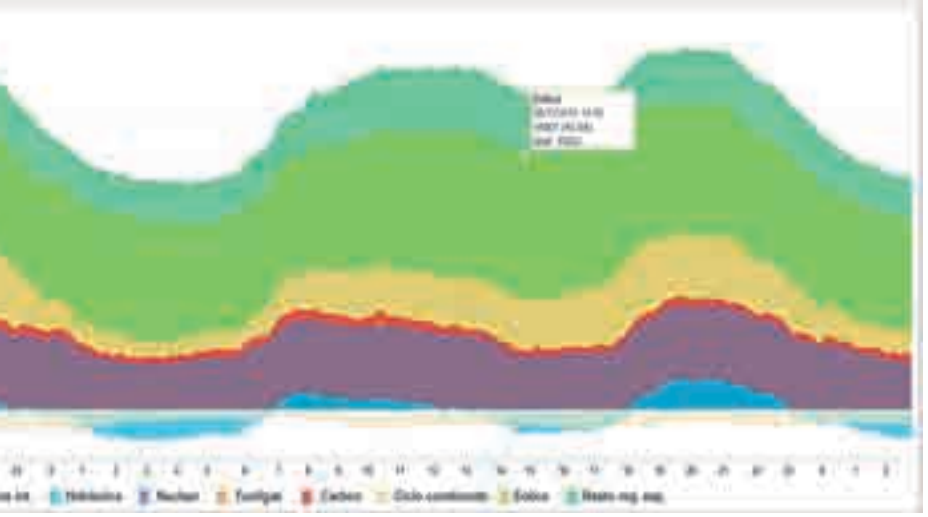
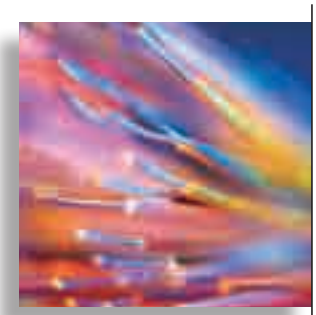


Figura 4. Estructura de la Generación el 09/11/2010. Fuente: REE, www.ree.es.



Esta situación de liderazgo a nivel mundial, ha permitido desarrollar un sector industrial de referencia con empresas y tecnologías punteras tanto a nivel de producción de energías renovables como en Sistemas de Control y Gestión para la integración de las mismas. El Centro de Control de Energías Renovables de REE y los Centros de Control delegados son un ejemplo de las posibilidades que brindan las tecnologías de monitorización y control en la integración eficiente y segura de las energías renovables.

4. ¿POR QUÉ LAS REDES DEBEN SER MÁS INTELIGENTES?

El compromiso 20-20-20 establecido por todos los países europeos (20% reducción de emisiones de CO_2, 20% del consumo total de energía de origen renovables y 20% de reducción del consumo) hace necesario continuar y profundizar en la integración y distribución de generación renovable en las redes de media y baja tensión. Los éxitos alcanzados en la integración de la generación renovable en AT se deberán profundizar con la integración masiva de la generación distribuida en MT y BT.

En los próximos años, la red eléctrica deberá integrar y gestionar decenas de miles de nuevas instalaciones de generación renovables (solar fotovoltaica, micro-cogeneración y mini-eólica). La operación de la red de distribución cambiará radicalmente, obligando a asumir escenarios y contingencias nuevas. El ejemplo de la inyección de energía en BT, incluyendo la posible inversión de los flujos energéticos y la necesidad de extender la regulación del voltaje, son un ejemplo sencillo de los impactos a tener en cuenta.

Complementariamente, desde la perspectiva del consumo, se debe impulsar la Eficiencia Energética, promoviendo la Gestión Activa de la Demanda a través de mecanismos que permitan trasladar a los clientes el coste real de la energía y su variación en el tiempo. La incorporación de la competencia plena en la comercialización de la energía a nivel residencial solo será posible cuando existan mecanismos que permitan trasladar a clientes variaciones significativas de precios (algunos estudios estiman que los clientes serán sensibles a la gestión de la demanda cuando existan relaciones 1:5 a 1:10 entre precios de punta y valle).

La incorporación masiva de los contadores inteligentes («Smart Meters») dispuesta por el RD1110/2007 antes del 2018, constituye el primer paso

en esta dirección, pero se complementará en un futuro por la integración de equipos de gestión energética (Home Energy Devices) que «dialoguen» con el sistema eléctrico y permitan intercambiar señales de precios e incentivos.

En un horizonte más avanzado aparece la incorporación de los coches eléctricos, que permitirán reducir el consumo de combustibles fósiles e integrar capacidades de almacenamiento masivo de energía para aprovechar los períodos de bajo consumo y por tanto de energía más económica.

Todos estos cambios llevan necesariamente a una revisión profunda y urgente del papel y requisitos que deben ser capaces de asumir las redes eléctricas. Surge el concepto de Redes Inteligentes («Smart Grid»), que a través de la incorporación masiva de tecnología, permitirá gestionar de forma eficiente y segura los nuevos requerimientos energéticos.

Figura 5. Elementos claves para el impulso de las redes inteligentes. Fuente: INDRA.

Una de las definiciones más aceptadas es la de la Plataforma Tecnológica Europea para las Redes Inteligentes, que define las Smart Grids como *«electricity networks that can intelligently integrate the behaviour and actions of all users connected to it - generators, consumers and those that do both – in order to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supplies».*

Para ellos, las redes eléctricas del futuro deberán asegurar los requerimientos de:

- **Transparencia**: brindando información adecuada para optimizar la toma de decisiones de clientes y operadores.
- **Flexibilidad**: capacidad de adaptación rápida a variaciones en la oferta y la demanda.
- **Fiabilidad**: capacidad predictiva y preventiva y respuesta automática («auto-healing») ante incidencias.
- **Eficiencia**: optimización del uso de las infraestructuras para reducir las necesidades de inversión futuras.

Figura 6. Los nuevos requerimientos de las redes eléctricas. Fuente: INDRA.

5. LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES: UNA APROXIMACIÓN TECNOLÓGICA

Una aproximación más tecnológica de las Redes Inteligentes es la definición del Electric Power Research Institute (EPRI): «... a power system that can incorporate millions of sensors all connected through an advanced communication and data acquisition system. This system will provide real-time analysis by a distributed computing system that will enable predictive rather than reactive responses to blink-of-the-eye disruptions».

Esta visión recoge adecuadamente los cuatro componentes básicos del despliegue tecnológico necesarios para la construcción de las nuevas Redes Inteligentes:

- **Ingeniería de la Red**, nuevas estructuras y topología (Arquitectura de la Red) y sus equipos e instalaciones (Almacenamiento, FACTS, etc.).

- **Dispositivos Inteligentes**, implantación masiva de equipos de monitorización, medida y control en todos los niveles de la red (AT, MT, BT, clientes).

- **Plataforma de Integración y Comunicaciones** que asegure la comunicación bidireccional de millones de puntos y permita compartir los datos generados a los distintos actores del sistema.

- **Sistemas Técnicos**, con fuertes capacidades de modelización y simulación en tiempo real, para optimizar y asegurar la operación crecientemente compleja de la red.

La primera dificultad del despliegue de las redes inteligentes es que la misma se debe construir sobre la actual red eléctrica, manteniendo y rentabilizando las inversiones ya desarrolladas en líneas y subestaciones.

El grueso de las inversiones se centrarán en el despliegue y comunicación de los equipos de control como los contadores inteligentes, mini-remotas en los centros de transformación, puntos de recarga de coches eléctricos y equipos de control de generación distribuida. El desarrollo de estos nuevos dispositivos inteligentes deberá asegurar tres criterios básicos:

- **Interoperabilidad,** deberán asegurar el «dialogo» entre equipos y sistemas de distintos proveedores.

- **Portabilidad,** los dispositivos (que en algunos casos como los contadores deberán durar 15 años) deberán ser capaces de soportar y poder migrar a otros medios de comunicación.

- **Economía,** el despliegue de millones de estos dispositivos inteligentes solo será posible en un escenario de capacidades crecientes y costes decrecientes.

Para asegurar estos criterios, una condicionante crítica es el desarrollo e implementación de protocolos abiertos como los que se están desarrollando en el despliegue de los contadores inteligentes (DLMS y PRIME por ejemplo).

La arquitectura de las redes inteligentes, como lo recoge el IEC 62357 e IEC 61968-70, estará basada en el paradigma SOA y deberá superar la visión de soluciones verticales (SCADAs «hablando» con sus remotas, AMR «hablando» con sus contadores, etc.) y adoptar una solución horizontal basada en una plataforma (middleware) de tiempo real.

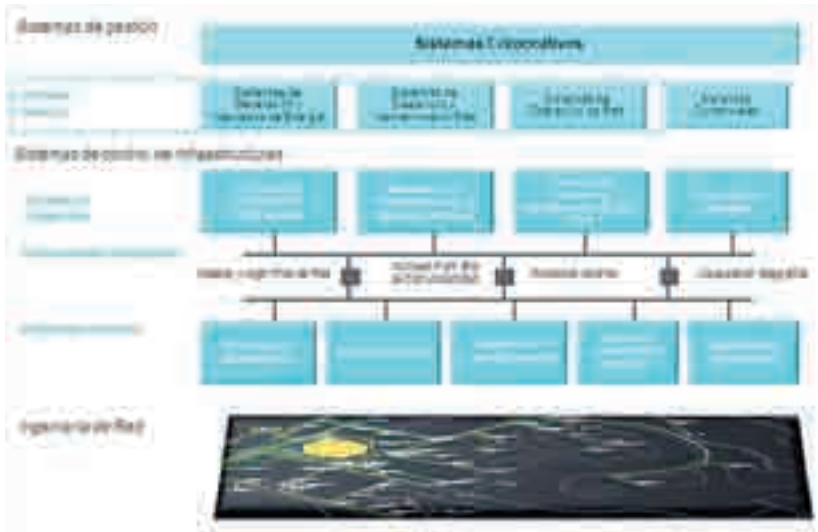


Figura 7. Visión y componentes de las redes inteligentes. Fuente: INDRA.

Sobre esta plataforma de integración de la información en tiempo real se construirán una nueva generación de sistemas de operación con

fuertes componentes de monitorización predictiva y optimización. Estos sistemas deberán incorporar una fuerte carga de modelización y algoritmia, así como capacidades de almacenamiento de grandes volúmenes de información y motores de eventos, que permitan gestionar el gran volumen de datos y lo transformen en información útil.

En resumen, las redes inteligentes constituyen a nivel tecnológico un ejemplo más de la convergencia de las tecnologías de la información y comunicación (TIC), con las tecnologías de control en tiempo real.

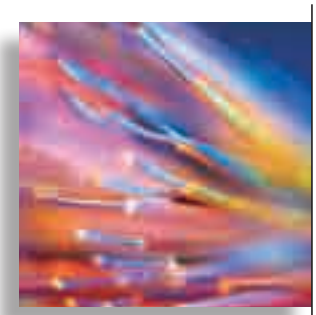
6. LA TELEGESTIÓN DE LOS CLIENTES: UN PRIMER PASO HACIA LAS REDES INTELIGENTES

A partir del RD 1110/2007, las empresas distribuidoras españolas se han visto abocadas a implementar ambiciosos programas de instalación de contadores inteligentes en el 100% de los clientes antes del 31/12/2018. Esta medida, alineada con las directrices europeas (Directriz 72/09) y aún más ambiciosa que esta (contemplaba solamente el 80% de los clientes y fijaba como fecha máxima el 2020).

Este requerimiento está basado como se señalaba anteriormente, en la necesidad de reforzar la integración de los clientes y la posibilidad de implementar señales de precios que trasladen los costes reales de la energía e incentiven la adopción de mecanismos de gestión de la demanda.

La experiencia desarrollada en el pasado en clientes industriales y comerciales y el desarrollo de una nueva generación de sistemas (concentradores primarios y secundarios) y contadores (tipo 1, 2 y 3) basados en estándares abiertos (IEC 60870-5-102), ha permitido a varias empresas españolas (INDRA, ZIV, ORBIS por ejemplo) asumir un papel de liderazgo en este tema.

El desarrollo de los nuevos contadores inteligentes está regulado por los RD 889/2006 y RD 1110/2007, así como la ITC 3022/2007. En este sentido, los aspectos metrológicos están plenamente definidos, pero sin embargo existen aspectos pendientes de normalizar en materia de especificaciones funcionales, de discriminación horaria y tratamiento de la medida y de comunicación. Estos aspectos están actualmente desarrollados por cada una de las empresas a nivel de normas propias de cara a sus proveedores.



Los despliegues en curso por parte de las empresas eléctricas han optado mayoritariamente por las soluciones PLC (Power Line Carrier) frente a alternativas basadas en operadores públicos de comunicaciones (GPRS o ADSL) o soluciones propias inalámbricas (WiMAX, Mesh networks). Sin embargo no existe en el mercado un estándar PLC de aceptación generalizada, siendo los más relevantes el PRIME liderado por IBERDROLA (y adoptado también por GNF) y el METERS&MORE liderado por ENEL y ENDESA.

Sin embargo, es importante recordar que la instalación de los contadores inteligentes constituye el primer paso hacia las redes eléctricas inteligentes. Su implementación por tanto debe estar alineada con los requerimientos de estas y debe impulsar y no obstaculizar un modelo flexible, transparente, eficiente y seguro.

En este sentido, es conveniente reiterar la necesidad de adoptar soluciones independientes del medio de comunicación e interoperables y que aseguren la flexibilidad suficiente para permitir futuros cambios y evoluciones. Los contadores actualmente desarrollados presentan limitaciones significativas por lo menos en los siguientes aspectos:

- Ausencia de estándares comunes de interoperabilidad, que permitan la interconexión por ejemplo de los equipos de cada una de las distribuidoras.

- No aseguran la posibilidad de intercambiar («portabilidad») entre distintos medios de comunicación, al no segregarse las funciones de comunicación de las funciones metrológicas propias de un contador. En caso de optarse por pasar de una solución PLC a una GPRS o en el futuro a una UMTS/3G por ejemplo, deberá cambiarse totalmente el contador.

- Falta de flexibilidad para poder incorporar nuevos servicios, como la integración con elementos de gestión energética en el hogar o con otras instalaciones. Esto limita uno de los aspectos claves de las redes inteligentes, como es la integración del cliente (pasarelas domóticas y señales de precio) y la interconexión con nuevas instalaciones (recarga coche eléctrico y generación distribuida).

INDRA está desarrollando una solución alternativa (EMIEL) y centrada en los clientes agrupados en edificios (60% del mercado español), que

en un mismo equipo segrega las funciones de medida (generando medidas eléctricas marcadas en tiempo), tratamiento de la medida (que hasta ahora se realizaban en sistemas centrales) y comunicación (con múltiples puertos USB y serie que permiten su fácil portabilidad a PLC, GPRS, ADSL).

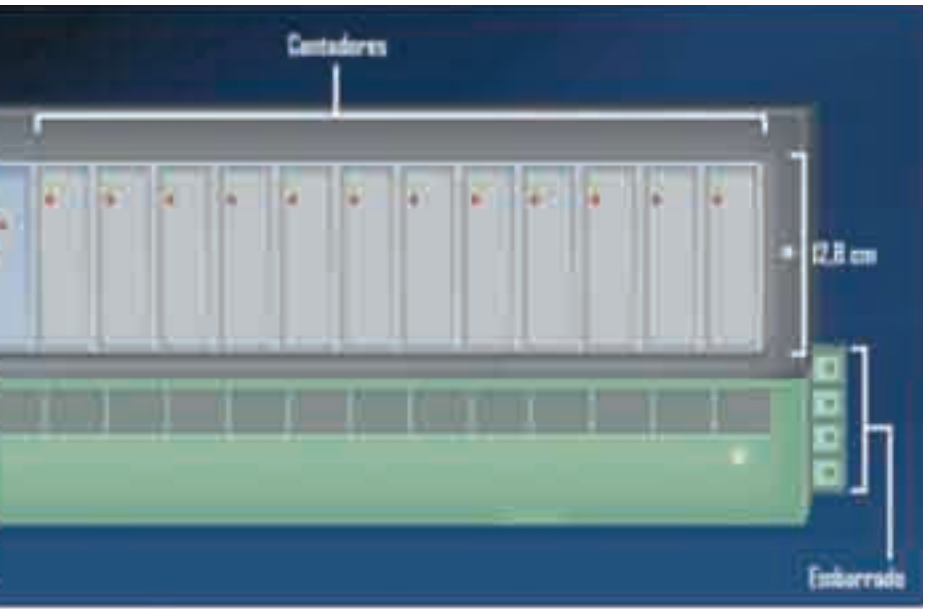
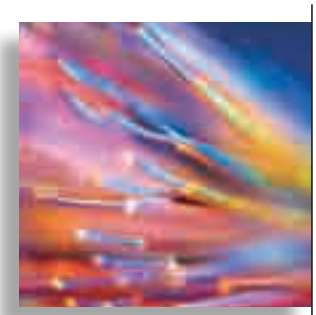


Figura 8. EMIEL, una solución modular. Fuente: INDRA.

El despliegue de los contadores inteligentes y la adopción de las soluciones PLC hace necesaria la instalación de equipos de monitorización y control en los centros de transformación (concentradores de telegestión). De esta forma, la instalación en los próximos 8 años de 25 millones de contadores, permitirá asimismo monitorizar más de 200 mil centros de transformación.

El siguiente paso es el desarrollo de los sistemas que permitan recibir, almacenar y gestionar el enorme volumen de datos (cada cliente generará decenas de miles de datos por año). En este sentido, el mayor desafío será construir soluciones que permitan transformar realmente el modelo de negocio y trasladar al cliente los beneficios esperados de las redes inteligentes. Las mejoras en la calidad de servicio (alarmas por baja tensión o por falta de servicio), la gestión de la demanda (basada en tarifas horarias y señales de precios) y los nuevos servicios energéticos (agrupadores de demanda), son algunos de los impactos esperados.



7. ¿LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES UN DESAFÍO O UNA OPORTUNIDAD?

La implantación de las redes inteligentes despierta tanto entusiasmo por sus promesas, como escepticismo por los pocos resultados obtenidos hasta la fecha. Las principales barreras que en este momento se presentan para la adopción masiva de las Redes Inteligentes no son tecnológicas. En este sentido, la tecnología de información, comunicación y control está suficientemente desarrollada como para asumir este reto y los principales desafíos son los ya señalados en cuanto a la necesidad de definir estándares abiertos que garanticen la interoperabilidad de los sistemas y el acceso a la información por todos los agentes.

Sin embargo, las barreras principales en este momento son económicas y regulatorias. En el escenario actual, el período de recuperación de las inversiones necesarias es muy largo y no están adecuadamente soportados los nuevos modelos de negocio. Siendo un paso importante la obligatoriedad de instalar contadores «inteligentes» no es suficiente para generar la transformación del sector e impulsar los cambios realmente necesarios.

La necesidad tantas veces repetida de soportar un modelo energético sostenible se debe complementar con nuevos servicios de valor para el cliente que mejoren la eficiencia y calidad del suministro.

Para las empresas tecnológicas españolas el desarrollo de nuevas tecnologías y productos constituye una oportunidad de posicionarse en el mercado internacional, apoyadas en un sector que en muchos aspectos tiene un reconocido liderazgo mundial (experiencias en modelos de gestión, sistemas de control, energías renovables). Sin embargo, no podemos obviar que otros países están dando actualmente pasos más claros y sostenidos.

8. REFERENCIAS

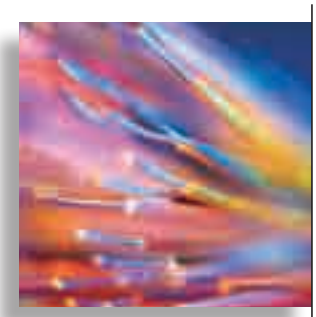
- ATIENZA, L. (2009): «Wind Energy Development in Spain». MIT Energy Club. Boston. USA.

- BEATO BLANCO, P. (2005): «La liberalización del sector eléctrico en España: ¿Un proceso incompleto o frustrado?» Revistas ICE. Noviembre 2005. Madrid. España.

- IDAE (1999): «Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000 – 2010». Ministerio de Industria y Energía – IDAE. Madrid. España.

- MARCO FANO, J.M. (2002): «Historia y panorama actual del sistema eléctrico español». Revista Física y Sociedad, Nº 13, Madrid. España.

- REE (1998 y 2010): «Informe del Sistema Eléctrico». Madrid. España.



7 PRIMEROS PASOS HACIA LAS REDES INTELIGENTES EN ESPAÑA. VISIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA

1. INTRODUCCIÓN A LAS REDES INTELIGENTES EN ESPAÑA

Los objetivos energéticos asumidos por Europa en materia de reducción de emisiones, energías renovables y eficiencia energética marcan nuevos horizontes que nos sitúan en un momento de transición hacia un nuevo modelo energético.

En efecto, la **estrategia europea** en materia energética se orienta al compromiso conocido como «20/20/20» en 2020. Dicho compromiso establece que en 2020, el 20% de la energía final consumida procederá de energías renovables, se alcanzará un 20% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990 y se producirá una reducción del 20% del consumo de energía primaria respecto al nivel de consumo proyectado para ese año.

Estos objetivos energéticos responden a la necesidad de reducir la dependencia energética exterior, lograr un modelo energético sostenible y hacer frente al desafío de frenar el cambio climático.

Figura 1. Objetivo Europeo «20/20/20». Fuente: REE.

El sector eléctrico se encuentra en fase de transición hacia un **nuevo modelo**, caracterizado por la preponderancia de las energías renovables en la generación de electricidad, la reducción de la dependencia de los combustibles de origen fósil y el auge de agentes del lado de la demanda que tradicionalmente han tenido un papel pasivo.

Este nuevo modelo energético presenta importantes desafíos, tanto desde el lado de la oferta como de la demanda, y va a suponer un cambio de rol de los consumidores de electricidad, orientado hacia una participación mucho más activa en el sistema.

En este contexto, la evolución hacia una red eléctrica inteligente es un elemento clave del éxito en la respuesta a estos desafíos, entendiéndose por red inteligente el «*proceso que busca transformar la funcionalidad de la actual red de transporte y distribución para hacerla capaz de proveer servicios orientados al cliente, permitiendo la consecución de los objetivos del 20/20/20 y garantizando, en un mercado liberalizado, altos niveles de seguridad, calidad y eficiencia económica del suministro eléctrico*» (ENTSOE[1]).

2. LOS RETOS ACTUALES DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

Los retos a los que el sector eléctrico se ha enfrentado en esta última década han consistido fundamentalmente en la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico; una nueva fuente de generación que está muy distribuida en el territorio y además no es gestionable ya que depende de la existencia de recurso eólico o solar en cada momento.

Sin embargo, el necesario equilibrio instantáneo entre generación y demanda condiciona que el sistema deba producir en cada instante la misma cantidad de electricidad que se consume. Esto supone que el sistema de generación debe ser lo suficientemente flexible para *seguir* a la demanda en su variación temporal y que cualquier análisis de la demanda eléctrica debe considerar esta evolución en el tiempo. Red Eléctrica, en su condición de operador del sistema, garantiza la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, ejerciendo sus funciones bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia.

1 ENTSOE: European Network of Transmission System Operators for Electricity.

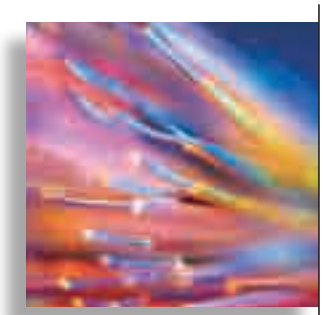


Figura 2. CECOEL (Centro de Control Eléctrico). Fuente: REE.

Tradicionalmente, para la búsqueda de dicho equilibrio la operación del sistema ha venido actuando del lado de la oferta y no sobre la demanda, la cual ha sido concebida tradicionalmente como un factor inamovible en el contexto del sistema eléctrico. Sin embargo, la dificultad creciente en acometer nuevas infraestructuras de generación y red, por la oposición social y medioambiental que suscitan, así como la voluntad de contribuir a la integración de la producción no gestionable en las condiciones de calidad, fiabilidad y eficiencia requeridas, implican la necesidad de promover acciones de gestión de la demanda.

2.1 El apuntamiento de la curva de la demanda

El actual comportamiento de la demanda de nuestro sistema eléctrico, que es reflejo de cómo nuestra sociedad consume, se caracteriza por presentar unas importantes diferencias entre las horas punta y las horas valle de la demanda.

Figura 3. Ejemplo de curva diaria de la demanda. Fuente: REE.

El necesario equilibrio instantáneo entre la generación y la demanda tiene como consecuencia que las infraestructuras de generación y de red necesarias para el suministro eléctrico deben estar dimensionadas para asegurar el suministro en las horas de máxima demanda. El número de horas anuales de punta suele ser reducido, de forma que las instalaciones se encuentran infrautilizadas y desaprovechadas durante muchas horas al año.

Un análisis de las horas de mayor demanda durante el año 2009 pone de manifiesto que fueron necesarios 6.000 MW adicionales (el equivalente a 15 centrales de ciclo combinado de 400 MW) para suministrar únicamente las 300 horas de mayor demanda del año. Acciones adecuadas de gestión de la demanda podrían permitir trasladar parte del consumo de la punta al valle y reducir así la necesidad de nuevas inversiones.

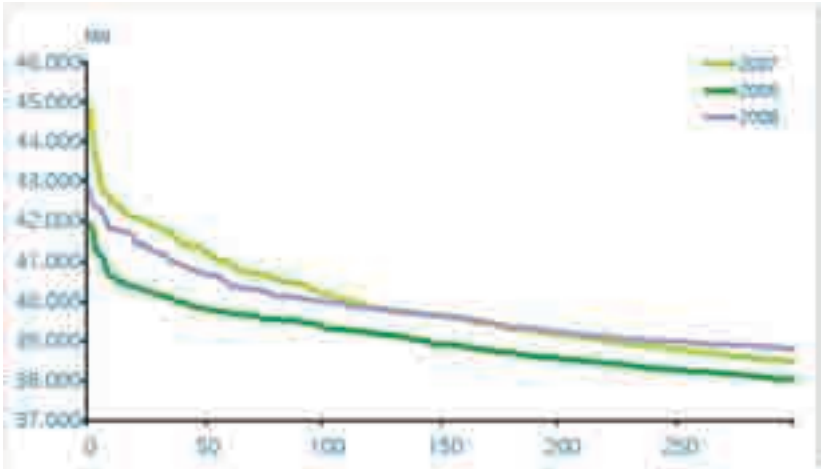


Figura 4. Monótona de las 300 horas de mayor demanda del sistema peninsular durante 2006, 2007 y 2008. Fuente: REE.

2.2 La integración de energías renovables

La creciente preponderancia de la generación de carácter no gestionable (eólica y solar) en el parque de generación plantea nuevos retos para la operación del sistema eléctrico.

En el caso de la generación eólica, resultan especialmente críticas las siguientes características:

- Difícil previsión. El viento y la producción eléctrica a él asociada es una variable que presenta un elevado grado de incertidumbre en su previsión, lo cual dificulta su integración en el sistema eléctrico.

- Fuerte variabilidad. Otra característica de la producción eólica es la fuerte variabilidad que presenta en cortos periodos de tiempo, pudiendo sufrir fuertes incrementos o reducciones de producción (del orden de miles de MW) en periodos de tiempo muy cortos (del entorno de una hora).

- Crecimientos importantes. España ha pasado de menos de 500 MW eólicos instalados en 1997 a más de 19.000 en 2010; siendo las previsiones de 29.000 MW en 2016. Este fuerte ritmo de implantación hace aún más complicada la integración de la producción asociada en el sistema.

Teniendo en cuenta que el valle del sistema eléctrico peninsular durante 2007 se situó por debajo de los 20.000 MW, es probable que con 29.000 MW eólicos instalados haya horas en las que la producción eólica pueda superar a la demanda (situación que ya se ha producido en varias ocasiones). En estas circunstancias, acciones encaminadas a aplanar la curva de la demanda rellenando los valles, trasladando consumo desde las puntas, supondrían una importante ayuda para la integración de la generación no gestionable en el sistema y por consiguiente una importante mejora en la eficiencia global del sistema.

Por otra parte, las fuertes variaciones de producción eólica que pueden producirse y la dificultad para predecirlas con sólo unas horas de antelación, requiere a nuestro sistema disponer de determinada generación gestionable de reserva que cubra esta variabilidad. En 2007 esta magnitud era del orden de 2.600 MW, con más de 15.000 MW eólicos instalados y se prevé que los 29.000 MW de eólica previstos para 2016 supongan una mayor exigencia en este sentido.

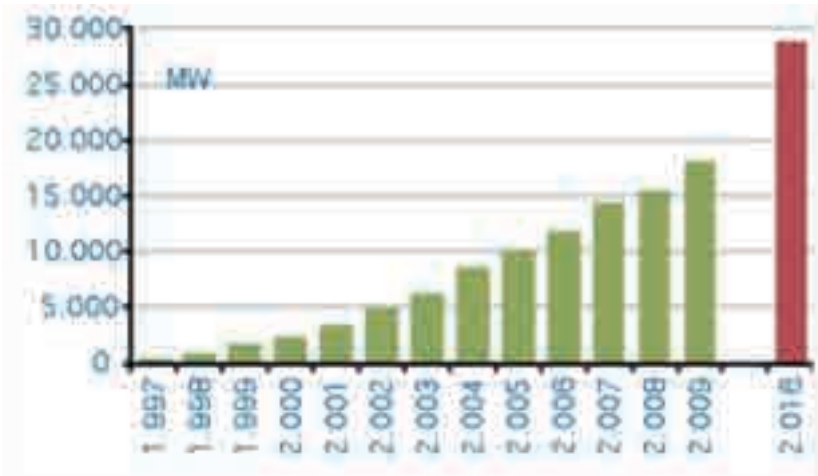
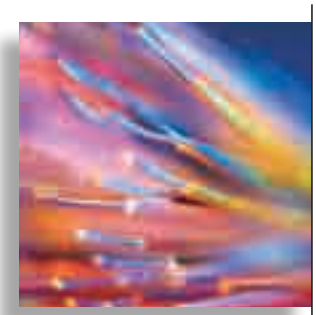


Figura 5. Evolución de la potencia eólica instalada y monótona de producción eólica P48 en 2007. Fuente: REE.

El hecho de que los valores mínimos de demanda coincidan con los momentos de máxima disponibilidad del recurso eólico (durante las horas de la noche) condiciona la capacidad de integración de esta energía y puede llevar a situaciones no deseadas de pérdida de energía primaria o vertido. Es decir, existe el riesgo de que no haya suficiente consumo eléctrico para aprovechar toda la energía que se produce por fuentes renovables.



Red Eléctrica ha dado respuesta a la gestión de esa variabilidad de las fuentes renovables con la creación del Centro de Control de Renovables (CECRE), un centro de operaciones, pionero a nivel mundial, que permite al operador del sistema tener una interlocución directa e instantánea con las instalaciones de producción de energías renovables.

Figura 6. CECRE (Centro de Control de Energías Renovables) y CECOEL. Fuente: REE.

Gracias al CECRE, Red Eléctrica tiene visibilidad en tiempo real de la situación en que se encuentra la producción de energía renovable y por lo tanto se dispone de una mayor capacidad de respuesta para identificar los riesgos y anticiparse a potenciales situaciones que pongan en peligro la seguridad del sistema eléctrico.

2.3 Reducción de emisiones de CO_2

La creciente preocupación mundial por los efectos de la actividad humana sobre el planeta, en particular sobre las emisiones de gases de efecto invernadero, ha fomentado la gestión de acuerdos internacionales y europeos que tienen por objeto la fijación de objetivos que limitan la emisión de estos gases. En concreto, la Unión Europea, dentro de la estrategia 20/20/20, ha marcado el objetivo de reducir un 20% en 2020 la emisiones de gases de efecto invernadero.

El sector eléctrico no está exento de estos condicionantes, ya que para suministrar en cada momento toda la energía eléctrica que nuestra sociedad demanda, es necesario poner en funcionamiento un conjunto de centrales de producción eléctrica, algunas de las cuales utilizan combustibles fósiles (como el caso del carbón y el gas natural) que originan cierta cantidad de emisiones de CO_2. Asimismo, el sistema eléctrico español cuenta con otras fuentes de energía como la hidráulica y la nuclear, presentes en nuestro sistema en las últimas décadas y que no llevan asociadas emisiones de CO_2.

La cada vez mayor utilización de energía procedente de fuentes renovables (eólica y solar fundamentalmente), el desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia y las mejoras tecnológicas asociadas a las plantas de producción térmica, están trayendo consigo una reducción significativa durante los últimos años de los niveles de emisiones de CO_2 asociados a la producción de electricidad. Por lo tanto, la mayor integración de fuentes de energía renovable en el sistema que proporcionan las redes inteligentes, está impulsando la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

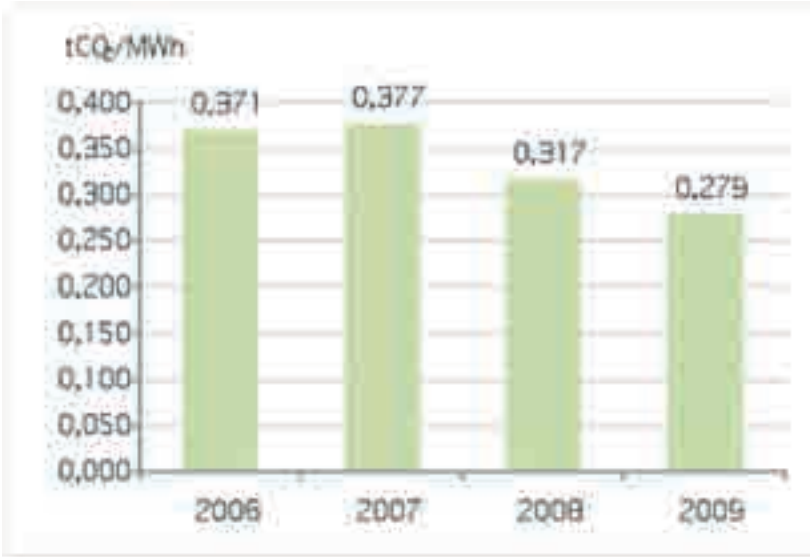


Figura 7. Emisiones medias de CO_2 por MWh producido en el sistema eléctrico peninsular. Fuente: REE.

Esta tendencia a la reducción de los niveles de emisión de CO_2 asociados a la producción de electricidad es probable que se mantenga durante los próximos años y pondrá aún más en relevancia el papel que

la electricidad está destinada a desempeñar en el sistema energético global.

Por otro lado, el suministro eléctrico en las horas de mayor demanda (puntas) requiere la utilización de las centrales menos eficientes del sistema eléctrico, que son las de costes de operación mayores y habitualmente las que mayores emisiones de agentes contaminantes producen. Una actuación sobre las puntas de demanda del sistema (trasladando consumo al valle) facilitada por las redes inteligentes, podría llevar asociada una reducción de las emisiones de CO_2.

3. LA VISIÓN DE LA RED DEL FUTURO

El sistema eléctrico en su conjunto debe evolucionar para dar respuesta a los retos planteados a través de una mayor flexibilidad en el suministro de la electricidad y un cambio de paradigma donde la electricidad no sea solamente un producto que se consume sino que los actores del sistema sean capaces de asociar este producto a servicios demandados por los usuarios finales.

Bajo este prisma se aborda la posible evolución de cada una de las etapas de la cadena de suministro eléctrico para responder al desafío que los retos del futuro plantean al sistema eléctrico.

Figura 8. El sistema eléctrico español. Fuente: REE.

3.1 Generación de electricidad distribuida y renovable

La generación eléctrica del futuro se caracterizará por un mayor grado de descentralización y por tener que responder a una solicitación más fluctuante, lo que exigirá una mayor necesidad de flexibilidad al sistema eléctrico en su conjunto.

Respecto al carácter descentralizado de la generación del futuro, en la actualidad estamos asistiendo a un auge del papel de las instalaciones de pequeña potencia directamente conectadas a la red de distribución (microturbinas, biomasa, pilas de combustible, instalaciones fotovoltaicas,…), si bien simultáneamente se produce el fenómeno de concentración de la producción eólica y solar en plantas de mayor tamaño directamente conectadas a la red de transporte.

La elevada dispersión en el territorio de estos sistemas de generación así como el carácter intermitente y no gestionable de alguno de ellos (eólica, solar) exigen que la integración de los mismos en el sistema eléctrico de forma eficiente y segura se realice mediante las prestaciones de observabilidad y gestión que ofrecen las redes inteligentes. Esta integración, en condiciones de seguridad y eficiencia es hoy una prioridad clave para el operador del sistema.

3.2 Red de transporte fiable e inteligente

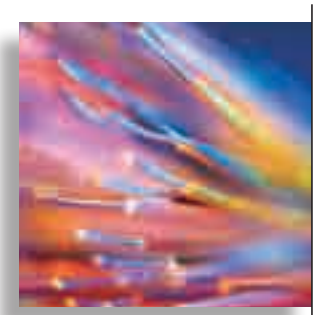
En coherencia con lo expuesto anteriormente, la red de transporte del futuro se caracterizará por las siguientes características clave:

- **Flexibilidad**. La red será flexible y adaptable a las necesidades cambiantes del sistema eléctrico, contemplando la bidireccionalidad de los flujos de energía entre consumidores y proveedores así como contemplando la utilización intensiva y segura de los activos.

- **Inteligencia y seguridad**. La red deberá ser capaz de operarse y protegerse de forma automática segura y simple. Para ello deberá disponer de información remota en tiempo real que será de utilidad en la operación y el mantenimiento.

- **Eficiencia**. Deberá satisfacer el incremento de la demanda minimizando las necesidades en desarrollo de red.

- **Apertura**. La red debe poder integrar de forma segura y sin restricciones técnicas la generación renovable. También debe facilitar el



desarrollo de los mercados eléctricos y permitir crear nuevas oportunidades de negocio.

- **Sostenibilidad**. El desarrollo de la red del futuro debe hacerse de forma respetuosa con el medio ambiente y socialmente aceptada.

La red inteligente supondrá importantes esfuerzos en investigación, desarrollo y nuevas tecnologías, así como un cambio en el paradigma de los sistema eléctricos; si bien los beneficios obtenidos deberán compensar ampliamente los esfuerzos realizados.

Es necesario destacar que la red inteligente es más un proceso que un fin. La red inteligente es un proceso de adaptación continua del sistema a las necesidades de una sociedad cambiante. En este sentido no se trata de un todo/nada, sino que la red actual ya presenta un amplio contenido de las características expuestas.

3.3 Supergrid

El concepto de *supergrid* nace de la comprobación de que en un área geográfica suficientemente extensa (por ejemplo, toda Europa más el norte de África) hay en todo momento suficientes recursos renovables como para abastecer el 100% de la demanda. Estudios realizados en el mundo académico dan como resultado estadístico que cuando no hay viento en el norte de Europa, hay sol en el sur o viento en el este, etc**.** Por ello, una red *superpotente* a escala continental (supergrid) permitiría la utilización de dichos recursos allí donde se demandan.

Estudios realizados en el mundo académico afirman que el coste final al usuario de esta supergrid sumado a los costes de las centrales de energías renovables no sería superior al coste actual de la energía basada en combustibles fósiles.

Esta idea visionaria se constituye como un objetivo a largo plazo en el camino hacia la red inteligente.

3.4 Nuevas herramientas para la operación del sistema

La operación del sistema eléctrico evolucionará previsiblemente en el sentido de integrar cada vez más recursos distribuidos (generación,

demanda y almacenamiento). Esta tendencia requiere de una necesidad de incrementar la observabilidad de dichos recursos así como del desarrollo de herramientas que permitan una integración segura y eficiente de los mismos en el sistema eléctrico.

Figura 9. Nuevas herramientas para la operación del sistema. Fuente: REE.

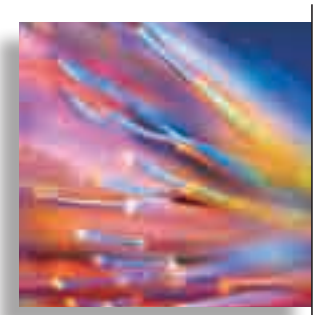
3.5 Automatización de la distribución

El auge previsto para la generación distribuida de carácter intermitente está planteando importantes retos a la arquitectura futura de la red de distribución, sobre todo en lo relativo a su observabilidad, control y seguridad. Estos retos obligarán a las empresas distribuidoras a disponer de redes eléctricas cada vez más flexibles y seguras.

En el futuro la red de distribución deberá permitir un rol más activo de los distintos agentes que interactúan en ella, facilitando la transición hacia los nuevos modelos energéticos.

3.6 Consumidores más activos y flexibles

Actualmente, la demanda eléctrica es una variable externa, fija e inamovible para el sistema eléctrico. Los nuevos condicionantes del modelo energético al que nos dirigimos van a requerir un papel más activo



de la demanda, de forma que esta pueda constituirse como un proveedor de servicios al sistema eléctrico.

La red eléctrica inteligente creará servicios nuevos que involucrarán a la demanda. Dichos servicios derivarán en beneficios tanto para los consumidores como para el sistema eléctrico, el cual se beneficiará de la flexibilidad que la demanda pueda aportar al sistema eléctrico.

3.7 Agregadores de demanda

La evolución del papel del consumidor dentro del sistema eléctrico se debe apoyar en un nuevo actor que será clave en la red eléctrica del futuro: el «agregador de demanda». Estos agregadores serán capaces de gestionar la demanda de múltiples consumidores para, por un lado ofrecer servicios a los consumidores y por el otro ser capaces de ofrecer servicios a la operación del sistema.

4. ELEMENTOS CLAVE PARA EL DESARROLLO DE LAS SMARTGRIDS

En el desarrollo de la red inteligente se encuentran presentes elementos clave cuya implantación y evolución marcarán el futuro de la *smartgrid*. Entre estos elementos cabe destacar:

- Nuevas tecnologías y nuevos dispositivos.
- Almacenamiento.
- Comunicaciones.
- Contadores inteligentes.
- Equipos inteligentes.
- Nuevos modelos de gestión de los sistemas eléctricos. (centralización/descentralización).
- Marco regulatorio.
- Concienciación y comunicación.

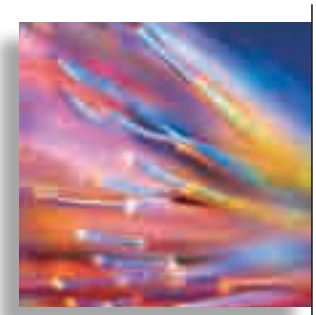
Nuevas tecnologías y nuevos dispositivos. La consecución de una red inteligente requerirá, en cuanto a la red, del desarrollo, investigación e inversión en nuevas tecnologías. Entre las fundamentales destacan los referentes a dispositivos de electrónica de potencia avanzados, como son los FACT, superconductores, nuevos dispositivos de medida (sincrofasores), etc.

Almacenamiento. La mejora de la eficiencia del sistema eléctrico a través del aplanamiento de la curva de la demanda y la integración de renovables son dos aplicaciones esenciales del almacenamiento, así como el aporte de seguridad al sistema que éste puede realizar mediante la correspondiente aportación de regulación primaria.

Comunicaciones. El intercambio bidireccional y en tiempo real de información entre los distintos agentes del sistema es un elemento clave para el desarrollo de la red del futuro. En la actualidad este aspecto de las redes inteligentes se encuentra suficientemente bien resuelto para los agentes tradicionales del sistema (grandes grupos generadores, operador del sistema, distribuidores, etc.) pero queda un amplio camino de mejora en el caso de la generación distribuida y la demanda, en el que deberá jugar un papel fundamental el desarrollo de las tecnologías de la información y la comunicación.

Contadores inteligentes. El contador inteligente (*smart meter)* incorpora funciones adicionales a los contadores tradicionales, de forma que posibilitan el desarrollo de las redes inteligentes. La evolución del papel de los consumidores hacia un rol más activo en la operación del sistema eléctrico pasa por el conocimiento y monitorización de su consumo eléctrico de forma horaria; aspecto en el que el *smart metering* jugará un papel esencial. En este sentido, los nuevos contadores inteligentes posibilitarán, entre otras cosas, la aplicación de tarifas por tramos horarios adaptadas a las necesidades de los sistemas eléctricos o la implantación de programas de gestión de la demanda que trasladen a los consumidores las señales emitidas por los operadores de las redes. En definitiva, se constituirán como un elemento clave en la mejora de la eficiencia de la red del futuro.

Equipos inteligentes. Los equipos inteligentes cuentan con funciones avanzadas relacionadas con el consumo de energía eléctrica que posibilitan gestionar y flexibilizar la demanda de electricidad. Estos equipos serán capaces de responder de forma automática a las señales



de los operadores de redes ante situaciones de emergencia o con la finalidad de mejorar la eficiencia del sistema. Igualmente ofrecerán al usuario información práctica para un mejor uso de la energía.

Nuevos modelos de gestión de los sistemas eléctricos. El camino hacia la red inteligente supone el paso de un modelo tradicional y centralizado del sistema eléctrico a un modelo con un rol mucho más activo de los elementos descentralizados del sistema como son la demanda, la generación distribuida y el almacenamiento. Este nuevo paradigma exigirá de nuevos modelos de gestión que permitirán la integración segura y eficiente de todos estos nuevos elementos en la red del futuro.

Marco regulatorio. El marco regulatorio del sistema eléctrico debe evolucionar para dar cabida a los nuevos actores integrantes de la red inteligente (agregadores, consumidores, etc.) así como para fomentar la implantación de los contadores inteligentes que permitan poner a disposición de los actores del sistema información vital para lograr mayor eficiencia. Adicionalmente, es necesario desarrollar sistemas de discriminación horaria que incentiven un consumo responsable y flexible para los sectores residencial y servicios.

Concienciación y comunicación. La información puesta a disposición de los usuarios finales es uno de los elementos clave para el triunfo de las medidas de gestión de la demanda y por tanto del desarrollo de un sistema eléctrico más flexible y eficiente.

Con carácter general, el sistema eléctrico no ha abordado todavía el reto comunicativo de explicar a la sociedad que la electricidad no es un producto almacenable y que por tanto, las distintas opciones de consumo individual condicionan la forma de la demanda agregada y que esta muestra picos de consumo como consecuencia de la simultaneidad de las decisiones individuales. Sin esta comprensión es difícil entender que las infraestructuras que dan soporte al sistema deben dimensionarse para precisamente las horas de mayor demanda, así como el sobrecoste que esta situación genera.

El conocimiento de las pautas de consumo de los consumidores resulta fundamental como paso previo a su modificación. Lo anterior es de

aplicación tanto a los responsables energéticos que regulan y actúan sobre la demanda como a los propios consumidores, que carecen de la herramienta esencial que les permita abordar cambios en sus patrones habituales de consumo.

Finalmente, constituye asimismo una acción necesaria en el ámbito de la información, la difusión de información sobre las mejores prácticas aplicadas en cada uno de los sectores que permita crear una base de conocimiento y sensibilización hacia los retos a los que se enfrenta la operación del sistema eléctrico.

5. UN PASO MÁS: EL VEHÍCULO ELÉCTRICO

Los vehículos eléctricos suponen una oportunidad para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico, ya que la recarga puede realizarse en el momento elegido por los usuarios, lo que no ocurre con la mayoría de los consumos eléctricos. Esta capacidad de gestionar la demanda, presenta importantes ventajas, ya que ofrece al sistema eléctrico la posibilidad de mejorar su eficiencia global aplanando la curva de demanda y facilitando la integración de las energías renovables en el sistema.

Recargar las baterías de estos vehículos durante los periodos de menor demanda (durante las noches), permite aplanar la curva de demanda al disminuir las grandes diferencias que se producen entre los periodos de mayor y menor consumo eléctrico, lo que favorece la eficiencia del sistema. Además, el precio de la electricidad es más reducido durante las horas de menor demanda.

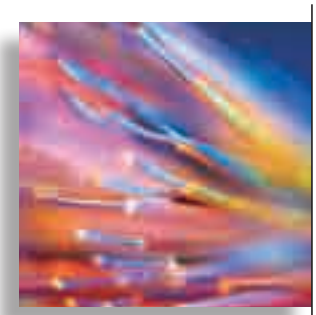
Figura 10. Carga del vehículo eléctrico durante las horas de menor demanda y con mayor producción eólica. Fuente: REE.

Al mismo tiempo, el coche eléctrico puede jugar un papel de gran importancia para integrar las energías renovables en el sistema eléctrico en condiciones de seguridad. La producción eólica, generada mayoritariamente durante la noche, presenta una gran variabilidad. Además, dado que no es posible su almacenamiento, cuando la oferta de energía eólica es mayor que la demanda, existe la posibilidad de que no se pueda dar entrada en el sistema a toda la energía eólica que se produce. Por ello, recargar los vehículos eléctricos durante las horas nocturnas minimiza la posible desconexión de los parques eólicos en caso de que su producción exceda los límites que la seguridad del sistema determine.

Como demandantes de electricidad, estos vehículos son nuevos consumidores para el sistema y en la próxima década pueden representar el 2% de la demanda actual de electricidad. Según los estudios realizados por Red Eléctrica, es posible integrar un número muy elevado de estos vehículos en el sistema eléctrico sin inversiones adicionales en generación y red de transporte, siempre que su incorporación se realice durante los valles de demanda, de forma controlada y atendiendo a las indicaciones del operador del sistema eléctrico.

Para ello, es importante promover mecanismos de gestión de la demanda que fomenten la recarga preferentemente en estas horas nocturnas. En ese sentido, es muy importante contar con un esquema de

tarifas y precios que discrimine el coste de la electricidad en los distintos periodos del día. La instalación de contadores inteligentes permitirá el desarrollo de estas opciones, elemento fundamental en la operación del sistema eléctrico del futuro.



8 SMART GRID EN PARQUES INDUSTRIALES: GESTIÓN ENERGÉTICA INTELIGENTE

1. RESUMEN

El reto principal de la planificación, diseño y urbanización de la nueva generación de parques industriales es la optimización energética y la sostenibilidad, fundamentados por el concepto de cero emisiones. Por tanto, estos parques o polígonos industriales deberán estar caracterizados por un modelo energético eficiente, basado en el fomento de la generación distribuida aplicando renovables, la movilidad eléctrica y la gestión inteligente de la demanda de edificios, alumbrado exterior y otras infraestructuras que lo conforman.

Se trata de desarrollar un nuevo concepto de infraestructura dirigida a fomentar el tránsito del modelo de polígono industrial tradicional a uno nuevo, basado en la eficiencia energética y la sostenibilidad medioambiental.

Con esta finalidad se plantea la investigación, el desarrollo y el ensayo de metodologías y de un Sistema Inteligente de Gestión destinados a controlar y gestionar los consumos y costes de energía (eléctrica y térmica) de un parque tecno-industrial. La implantación de estas metodologías y este sistema inteligente permitirá supervisar, hacer diagnosis y prognosis de los consumos de las diferentes entidades que constituirán este tipo de zonas tecno-industriales innovadoras (edificios, fábricas, almacenes, alumbrado exterior, etc), optimizando al máximo sus emisiones de CO_2. Para ello será necesario la interrelación y la interoperabilidad de los diferentes agentes generadores y consumidores de energía tales como: la central de energías térmicas (calor, frío), central fotovoltaica, red y subestaciones eléctricas, red de puntos de recarga de vehículos eléctricos, edificios, talleres y alumbrado exterior.

Desde el punto de vista operativo, un parque tecno-industrial es una infraestructura compleja energéticamente hablando, por el volumen y la heterogeneidad de su consumo y consecuentemente un gran emisor de CO_2.

Por tanto, es importante poder investigar nuevas metodologías y sistemas que proporcionen la optimización y la reducción de emisiones de GEI para este tipo de infraestructuras.

Una de las posibles soluciones es la implantación de un **Sistema Automático Inteligente para la Gestión de la Energía** (SAIGE), consistente en una micro-red inteligente que integra todos los agentes implicados en la generación, distribución y consumo de la energía con el objectivo de suministrar y hacer consumir eficientemente y sosteniblemente esta energía.

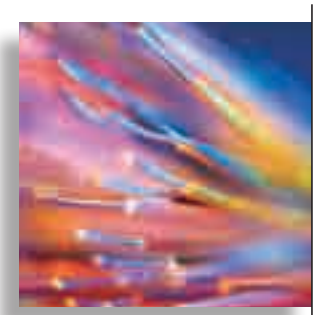
Esto lo consigue unificando e interconectando los diferentes elementos de control instalados en la red eléctrica y térmica mediante sistemas de comunicación, permitiendo así, captar en tiempo real la información de consumo energético, tratarla y tomar la mejor decisión en el momento más óptimo.

2. OBJETIVOS

Enfocándonos en el uso eficiente de la energía, se plantea un **Sistema Automático Inteligente** para la Gestión de la Energía (SAIGE) para entornos industriales compuestos de **edificios y plantas industriales**, teniendo en cuenta las **herramientas tecnológicas actuales**, como el desarrollo de otras nuevas basadas en las **herramientas científicas** que se encuentran en el estado del arte de tales sistemas.

El sistema SAIGE está orientado a **la optimización de la demanda** y a la gestión de **ahorro energético** en las instalaciones, mediante **control inteligente de las cargas** conectadas, **diagnóstico y predicción de consumos**, supervisión y control de los **equipos de compensación** y emisión de informes que faciliten un adicional **análisis de consumos** por parte de personal experto o de producción.

La **Finalidad** última consiste en limitar los costes energéticos de la producción y los servicios, reducir las unidades de CO_2 producidas y limitar la factura energética de las empresas o servicios sin afectar a la seguridad, el confort o la eficiencia de los sistemas.



Concretamente, un sistema SAIGE está en disposición de:

- Incrementar la eficiencia del uso energético en plantas industriales mediante la **gestión energética** inteligente, automatizada y asistida.

- Supervisar el estado de consumos de la planta y **diagnosticar las desviaciones** de los márgenes establecidos, según parámetros variables estacionales y de producción.

- Gestionar la distribución de la demanda instantánea mediante la **predicción de consumos** haciendo uso de herramientas de inteligencia artificial. El objetivo es eliminar los picos de demanda y reducir la potencia máxima contratada por cada empresa.

- El control y monitorización en tiempo real de los consumos energéticos permitirá recortar el tiempo de inutilización de la red eléctrica (cortes), así como perseguir la eficiencia tanto en la generación como en el consumo.

Reducción de los puntos de demanda pico, descongestionando la red y estabilizándola a causa del control del coste y del consumo energético por parte del consumidor.

Facilita la incorporación de mecanismos que permiten reducir las emisiones de CO_2 como los PHEV (Plug-in Hibrid Electric Vehicles).

Reducción de las pérdidas eléctricas de la red asociadas al transporte en largas distancias incentivado la generación distribuida y el almacenamiento.

Integración de energías renovables en la red eléctrica (fotovoltaica y mini-eólica) y priorizándolas delante de las convencionales en su uso.

3. HACIA UNA GESTIÓN INTELIGENTE DE LA DEMANDA

Los retos que representa el contexto energético medioambiental actual hace tan importante la búsqueda de nuevas formas de generación energética no contaminante, como consumir eficientemente la energía disponible. Esta última alternativa tiene la ventaja que la energía ahorrada puede ser utilizada para otros sistemas, es decir, al ahorrar se «genera» sin necesidad de hacer una gran inversión, de ahí que

podamos decir que la energía más limpia, económica y accesible es la que no se consume. Sin embargo, no se quiere decir que el uso de fuentes alternativas no sea fundamental, pues el ahorro que se puede realizar en un proceso o actividad tiene un límite y ello obliga a utilizar fuentes energéticas alternativas y a incluirlas en el mix o sistema de generación de energía si se quiere cumplir con la demanda creciente de energía eléctrica.

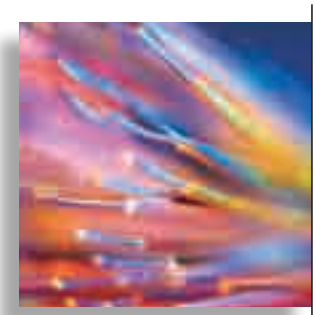
Por otro lado, la Inteligencia Artificial (IA) ha venido demostrando en múltiples áreas de la ciencia su potencia como herramienta para resolver problemas de modelado de sistemas, de predicción de resultados y de búsqueda de soluciones óptimas en ambientes dinámicos. Los SGE no han sido la excepción de esta tendencia, como lo demuestra la aparición de SGE basados en algoritmos de IA para modelado y gestión de consumos como los desarrollados por ENERTIKA con la colaboración de la UPC en la planta de fabricación de coches de Seat en Martorell.

En este contexto, los **Sistemas de Gestión Energética (SGE)**, entendidos como sistemas de monitorización y control de los consumos energéticos de un edificio, planta o proceso en general, están teniendo un fuerte desarrollo en los últimos años:

- SGE en sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Por su gran importancia estos sistemas han tenido una amplia aplicación y actualmente se cuenta con productos comerciales muy avanzados basados en herramientas software de tipo SCADA.

- SGE en Edificios (BEMS, *«Building Energy Management System»)*, sistemas muy orientados al control de los sistemas de confort ambiental y lumínico en edificios de oficinas, en aplicaciones asociadas al concepto de edificio inteligente.

- SGE en plantas industriales, orientados a la optimización energética para disminuir el consumo por unidad producida y para distribuir los consumos que aparecen en los procesos que se realizan en una fábrica. La finalidad de estos sistemas es mantener lo más constante posible la curva de demanda energética. Hasta el momento, su capacidad de actuación sobre la planta es limitada y se utilizan fundamentalmente para servir como herramienta de supervisión y adquisición de datos de consumo para las auditorías energéticas realizadas por personal experto.



En cualquiera de los tres casos, el SGE se interpreta como una herramienta tecnológica que ayuda y complementa a las auditorías energéticas para evaluar en general la eficiencia energética de un proceso, planta o edificio. Es decir, los SGE comerciales actúan como sistemas de supervisión y diagnóstico, pero no de gestión de cargas actuales ni control predictivo de cargas por predicción de consumos futuros.

4. ESTADO DEL ARTE DE SISTEMAS DE GESTIÓN ENERGÉTICA (SGE)

En cuanto a SGE en entornos industriales, edificios y plantas industriales, que es el caso que concierne en este artículo, su aplicación está muy ligada a los edificios inteligentes y a los sistemas SCADA de tales plantas, donde se puede aprovechar toda la infraestructura en instrumentación electrónica (sensores), actuadores, sistema de comunicación y centralización de datos.

Por ejemplo, una solución que incorpora la gestión automática e inteligente de los recursos energéticos en un edificio, aprovechando la infraestructura existente, se ha planteado en [1]. No obstante, existe también la posibilidad de diseñar un sistema específicamente pensado para la gestión energética, incluyendo su hardware y software, como se plantea en [2].

Por tanto, y particularmente en el **sector de edificios**, los esfuerzos científicos en los últimos años se han orientado a la mejora de las estrategias de procesamiento de la información para aumentar el grado de automatismo de los SGE, incluyendo principalmente, dentro de estas estrategias, herramientas de inteligencia artificial. Por ejemplo, en [3] se propone un método de optimización basado en un modelo empírico de consumos, en [4] se realiza un control inteligente de sistemas HVAC mediante reglas ponderadas de lógica «fuzzy», en combinación con un proceso de selección de dichas reglas para generar controladores «fuzzy» más precisos y en [5] se propone un sistema de optimización del consumo energético en sistemas HVAC mediante programación evolutiva.

El modelo que se presenta en [1] destaca por incluir como componente principal un **Sistema Experto (SE)** que gestiona de manera automá-

tica el uso de los recursos energéticos dentro del edifico, además de definir las características básicas necesarias en hardware (sensores de entrada y actuadores, sistema de comunicaciones, unidad central de procesamiento y bases de datos e históricos).

En los SGE, principalmente en los de distribución de demanda (DSM, Demand-Side Mangement) y transmisión y distribución de la energía eléctrica, es notoria la importancia de la predicción o prognosis del consumos o de la demanda para poder tomar acciones de corrección de manera anticipada. Según [6] y [7], entre las principales metodologías de estimación de la demanda energética se encuadran las siguientes:

- **Procedimientos Estadísticos**: Estos procedimientos se basan en la recolección de una gran cantidad de datos en el tiempo de los consumos energéticos. La predicción de las cargas se realiza mediante regresiones lineales, las cuales expresan la correlación matemática entre los diferentes factores.

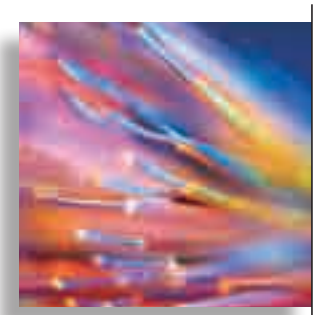
- **Programas de Simulación Energética**: Este tipo de programas realiza la simulación de la realidad física, siendo necesario una gran cantidad de datos que permitan la descripción detallada de la planta (usualmente, un edificio). Estos programas permiten modelar los consumos en calefacción, iluminación y cargas eléctricas, entre otros. Las simulaciones se basan en dos metodologías:

  — Métodos analíticos, los cuales resuelven las ecuaciones diferenciales asociadas a los fenómenos térmicos.

  — Métodos numéricos, que resuelven el sistema por análisis de elementos finitos.

- **Sistemas Inteligentes**: Estos tipos de sistemas se basan en redes neuronales y sistemas expertos. Los sistemas expertos «toman decisiones» basándose en la interpretación de los datos y selección de alternativas.

Estas metodologías enumeradas difieren principalmente en el tipo de los datos de entrada que requieren y en cuándo y dónde se usan. Por su parte, el volumen de datos de entrada requeridos por las diferentes metodologías difiere según el grado de precisión de los cálculos.



Un método estadístico necesita principalmente mediciones de carga, características climáticas y alguna información básica sobre la estructura del edificio. Los programas de simulación, por otro lado, no necesitan medición de cargas, pero sí información detallada sobre las características físicas de las edificaciones. Los sistemas expertos o inteligentes requieren información adicional sobre el comportamiento de los consumidores, por ejemplo, parámetros sociológicos. También procesan datos de cargas, características climáticas y características de comportamiento de sus ocupantes, entre otros muchos datos. En general, cuanto mayor sea la información que se le entregue al sistema de procesado de información, mejores serán los resultados obtenidos por éste.

Las tres metodologías anteriores pueden entregar predicciones a corto y largo plazo para las cargas y la energía consumida, dependiendo de la precisión de los parámetros entregados. Como es obvio, las predicciones a largo plazo resultan del mayor interés para el planteamiento y operación sobre el sistema energético, mientras que las de corto y medio plazo actúan principalmente sobre la gestión de las curvas de carga.

En la literatura científica, y dentro de la metodología de sistemas inteligentes, para la predicción de cargas predomina el uso de **Redes Neuronales Artificiales**, en las que el punto clave que diferencia los resultados obtenidos es la variación del método de entrenamiento de las redes. Por ejemplo, se plantea el uso de algoritmos híbridos en [8], técnicas Bayesianas en [9], e incluso la combinación de redes neuronales con lógica difusa para poder introducir en la predicción de consumos el comportamiento adoptado por los usuarios en un sistema de facturación, donde el costo de la energía dependa del momento del día donde se realice el consumo [10].

Por otro lado, el paradigma de los **Agentes Software** (inteligencia autónoma distribuida) está también siendo aplicado a la gestión energética, con especial énfasis como herramienta para la gestión de la demanda en un contexto eléctrico en un mercado desregulado, donde la proliferación de pequeñas y medianas plantas, especialmente de energías renovables, empieza a generar un problema de coordinación de la producción y la demanda de energía eléctrica [11].

Los Agentes Software se presentan como una herramienta potente para apoyar la construcción de la nueva generación de SGE, que se ven enfrentados a un ambiente de incertidumbre e inestabilidad en la gestión de los sistemas de potencia actuales, que incluyen no sólo su-

pervisión y gestión de cargas, sino también de generadores alternativos, muchas veces de energía renovable (fotovoltaica, eólica, química,…).

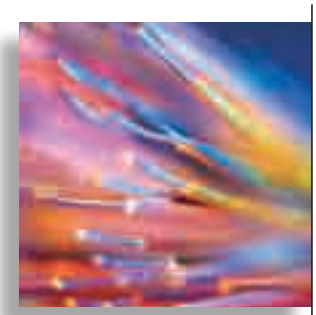
En el **sector industrial**, por otro lado, la Gestión Energética se ha enfocado hasta el momento en la monitorización y gestión «pasiva» de la energía, como se plantea en [12] y en [13]. En la Fig. 1 se presenta un diagrama que muestra la estructura básica de los sistemas de gestión actuales.

Figura 1. Sistema de Gestión Energética clásico. Fuente: Enertika.

Estos sistemas de supervisión se fundamentan en la recopilación de información a través de medidores de energía (eléctrica, gas, agua, etc.), que es llevada a un sistema SCADA u otro software de gestión de información, cuya función es recopilar los datos, almacenarlos y presentarlos de manera apropiada a los usuarios. Dicho software está en capacidad, además, de analizar los datos y generar informes para detectar puntos críticos de consumo.

La principal ventaja en estos sistemas de supervisión, es que habilitan al usuario para controlar costes de consumos y, a través de las auditorías energéticas que se soportan en los datos recolectados permanentemente, mejorar la eficiencia energética de la planta, sus procesos y dispositivos.

Este tipo de sistemas de supervisión automatizada que permiten el seguimiento continuo de los datos tienen la capacidad de incrementar el ahorro energético si se comparan con la aplicación de las estrategias tradicionales, como auditorías energéticas sin soporte de herramientas de adquisición permanente de datos. El Departamento de Energía (DOE) de EE.UU. publicó un estudio realizado en 900 edificios donde se implementaron proyectos de eficiencia energética y encontró que en los que se usaron las mejores prácticas en mediciones y verificación obtuvieron más altos ahorros (tanto al comienzo como en el transcurso del tiempo



después de implementado el sistema) en comparación con los otros proyectos, produciendo un retorno adicional del 10% sobre la inversión [14].

Adicionalmente en [14] y [15], se proponen modelos simples, basados en regresiones lineales de la energía a consumir versus producción programada, de los procesos o de la planta en general, para realizar predicción de picos de demanda que permiten al SGE actuar para tomar algún tipo de acción para tratar de eliminarlos, por ejemplo activando generadores electrógenos en las horas de mayor demanda. *Esto es una primera aproximación de agregar a los SGE la capacidad de actuación para el control de los picos de demanda.* Sin embargo los modelos usados y los mecanismos de actuación son simples y no hacen uso de herramientas avanzadas de análisis, predicción y control que pueden mejorar significativamente el desempeño del sistema sin afectar significativamente la producción o confort y teniendo en cuenta en todo momento funciones de coste que ayuden al sistema siempre a tomar la opción más óptima. Algunas de estas herramientas vienen siendo usadas en campos similares con excelentes resultados, por ejemplo para predicción o prognosis de consumos o demandas para transmisión y distribución de la energía eléctrica por parte de los empresas eléctricas en un mercado eléctrico desregulado [9, 16, 17]. En este mismo campo, el uso de Sistemas Expertos (SE) y otros paradigmas de inteligencia artificial también han sido ampliamente utilizados para hacer más eficiente la gestión energética [18-20], como se mencionó anteriormente en este mismo apartado.

En conclusión, los **SGE actuales** se fundamentan, para el caso de edificios inteligentes, principalmente en el **control de las variables relacionadas con el confort** de los ocupantes en un edificio y se concentran en la gestión y optimización de la energía eléctrica usada por los sistemas de **calefacción, ventilación y acondicionamiento** del aire (HVAC, por sus siglas en inglés. Para el caso de los SGE en el sector industrial, se fundamentan en la **monitorización y análisis de datos** y empieza a introducirse la gestión activa y automatizada. Sin embargo, no se realizan en absoluto diagnósticos de desviaciones ni pronóstico de consumos futuros, aunque empiezan a aparecer en la bibliografía científica algunos trabajos relacionados con estos temas. Tampoco se incluye dentro del SGE la gestión de los generadores alternativos (conexión/desconexión, estabilidad, funcionamiento reversible, etc.), elementos que en breve plazo formarán parte de cualquier sistema eficiente de gestión de energía eléctrica.

5. APLICACIÓN DE UN SISTEMA EXPERTO (SGEI)

A partir del Estado del Arte actual, el sistema experto o sistema de gestión energéticsa inteligente (SGEI) propuesto incluye de forma explícita la supervisión, el diagnóstico y la predicción de consumos futuros entre sus funcionalidades, así como la capacidad de control sobre los consumos de planta para evitar la aparición de puntas de consumo innecesarias. Esto significa que realiza no solo una supervisión y análisis de datos, sino también una **gestión activa avanzada e innovadora**, ya que está en capacidad de intervenir en los procesos de producción de manera automática e inteligente, siempre y cuando el usuario lo habilite para esto.

En la Fig. 2 se aprecia un modelo gráfico del sistema propuesto, como alternativa al modelo presentado en la Fig. 1. Podemos observar en la figura en cuestión que el SGEI tiene acceso a la información recopilada por el SCADA, o de manera alternativa, la podría tomar de primera mano de los medidores a través de los buses de campo. Además tiene capacidad de interactuar con los PLCs que ejercen el control sobre los procesos de producción, ya sea directamente o, nuevamente, a través del SCADA. El SGEI se fundamentará principalmente en su capacidad de crear modelos de carga y consumos a partir de la información recopilada e ingresada por los usuarios, con los que podrá generar:

- Perfiles de consumo.
- Predicción de consumos.
- Distribución de cargas en el tiempo.
- Reducción de picos de consumos y de potencia contratada.
- Diagnóstico y detección de anomalías por medio de detección de desviaciones a los modelos.

Como complemento para mejorar la eficiencia eléctrica y aprovechando la infraestructura del sistema, también podrá realizar las siguientes funciones:

- Diagnóstico de las instalaciones y de la calidad de la red eléctrica entregada por el operador de red.

- Determinar mediante medición de parámetros de calidad de energía, el impacto de las cargas en la red eléctrica.

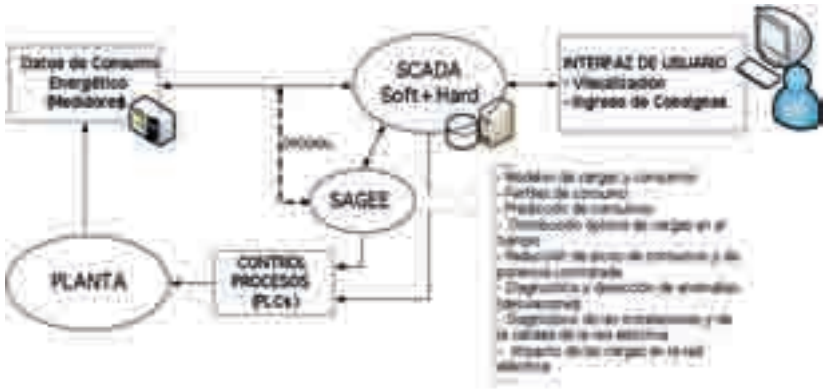


Figura 2. Diagrama de bloques del Sistema Gestión Energética Inteligente propuesto. Fuente: Enertika.

Tras el análisis de los sistemas de gestión energética actualmente disponibles y de la bibliografía científica disponible, el resumen general del estado del arte puede verse esquematizado en el Fig. 3, que presenta las herramientas actualmente utilizadas en SGE, y las áreas de innovación hacia donde apunta la investigación y el desarrollo tecnológico actual.

Figura 3. Herramientas actuales y tendencias en Sistemas SGE. Fuente: Enertika.

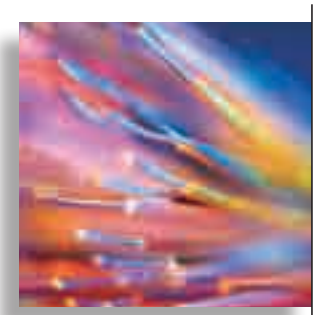
De la Fig. 3 podemos observar, en su parte superior, dos ramas, que representan las aplicaciones orientadas a los sistemas de adquisición, a la izquierda, y los sistemas orientados a la optimización, a la derecha, sin que ello quiera decir que no existan sistemas mixtos que cumplan ambas funciones. Cada rama a su vez se subdivide en aplicaciones en la industria y en edificios y cada bloque que se desprende de estos dos sectores de aplicación, representan las funciones y características más relevantes que en la actualidad realizan los correspondientes SGE. Por eso, siendo congruentes con lo anteriormente dicho, tanto en edificios como en la industria, los sistemas de adquisición básicamente realizan análisis con los datos recolectados y presentan esta información al usuario a través de informes.

Estos informes servirán de soporte a los expertos en gestión energética para tomar decisiones de mejora del uso de la energía.

Por el otro lado, en los sistemas de optimización para la industria se cuenta solamente con modelos básicos de predicción, que sirven para evitar picos de demanda y representan una primera aproximación a la gestión energética activa en dicho sector.

En cuanto a la gestión energética en edificios, tenemos funciones de control gestionadas por sistemas expertos que fundamentan la optimización en el aprovechamiento de los recursos del ambiente externos, como la iluminación solar y ventilación externa principalmente. Además, aprovechando que las cargas de los sistemas de confort, principalmente de climatización, son cargas no críticas, es decir, que su desconexión por segundos o incluso algunos minutos no generan cambios abruptos en la temperatura dentro del edificio o zona climatizada, se realiza la gestión de la demanda energética del edificio para eliminar los picos de demanda desconectando y conectando, tales cargas, según convenga.

En la parte inferior de la figura, bajo la línea punteada, se encuentran las funciones y herramientas que (apuntadas en la literatura científica) se proponen en este proyecto, y se consideran innovadoras por la no existencia de antecedentes de éstas en aplicaciones comerciales y por su escaso desarrollo en la literatura científica, especialmente en su aplicación a la gestión energética en plantas industriales. Muchas de estas herramientas, como se mencionó en párrafos anteriores, ya se están usando en otros campos de aplicación, principalmente en la gestión, transmisión y distribución de energía eléctrica, donde la planeación de



consumos y, por lo tanto, su predicción, juegan un papel muy importante desde la generación hasta la distribución [7].

El sistema SGEI estará en capacidad de generar alternativas de optimización energética, principalmente en la gestión de la demanda para evitar picos de consumo y reducir la potencia máxima requerida por la planta para su funcionamiento, con la premisa de mantener siempre la eficiencia en la producción, el confort y condiciones ambientales apropiadas. Para lograr esto, el sistema tendrá una **función de coste** que evaluará las alternativas generadas para evaluar la más óptima, según los criterios fijados por el usuario.

Por otra parte, para generar dichas alternativas (que inicialmente podrían ser simples desplazamiento de cargas en el tiempo), sería necesario contar con una predicción de los consumos de los procesos o máquinas, que estarán en función de parámetros tales como la producción programada, etapa o fase de producción, parámetros ambientales y otras que se deberán investigar y analizar para cada tipo de empresa y proceso. Esta información será utilizada por las funciones que representarán los modelos de los procesos, de los que se obtendrán las predicciones de consumo requeridas.

Estos modelos deberán deducirse de manera automática o semiautomática a partir de la información recolectada por el sistema y la información ingresada por el usuario. Para lograr esto se hará uso de herramientas de análisis estadístico y de inteligencia computacional.

Adicionalmente, los modelos obtenidos junto con la información estadística recolectada permanentemente por el sistema, podrán ser utilizados para realizar el diagnóstico de los procesos y las máquinas, a través de funciones simples de detección de anomalías.

Por otra parte, el SGEI también tendrá en cuenta la calidad de la energía eléctrica supervisada, aprovechando que muchos de los instrumentos modernos de medición de energía cuentan con la capacidad de calcular parámetros de este tipo. De esta forma se podrán hacer evaluaciones de la energía recibida desde el operador de red y evaluar las distorsiones generadas por la planta (principalmente armónicos de corriente). Además, SGEI podrá ajustar el equipamiento auxiliar necesario de corrección de la calidad de la red (compensadores de reactiva, filtros activos, etc.).

Si bien estos equipos disponen de sus propios lazos (locales) de regulación, su integración en el sistema SGEI permitirá, además de un mejor dimensionamiento, conocer en qué medida afecta su uso a la eficacia del conjunto de la instalación.

6. CONCLUSIONES

En el ahorro y gestión energética que la sociedad le exige a las empresas e instituciones en sus plantas y edificios, los SGE entendidos como sistemas de monitorización y automatización de la gestión juegan un papel imprescindible, como lo demuestran las referencias actuales, si se quiere alcanzar el máximo de aprovechamiento de la energía.

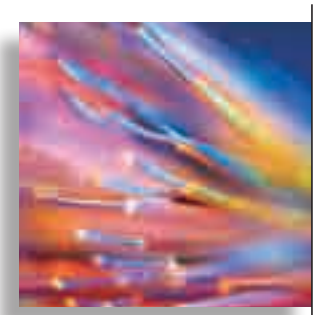
La actuación o control sobre cargas no críticas y el uso de fuentes locales de generación renovable, son el siguiente paso para los SGE, que evolucionarán de simples sistemas de monitorización y generación de informes a verdadero control automático de las cargas y fuentes de generación.

Para gestionar e integrar todas estas características mencionadas en un solo sistema y lograr una automatización de la optimización de los consumos, las herramientas de inteligencia artificial, tales como RNA, Sistemas Expertos, lógica difusa, Algoritmos Evolutivos, Agentes Software, que han demostrado su potencial y factibilidad de aplicación, serán herramientas esenciales.

El modelo planteado es un ambicioso sistema que busca sacar el máximo provecho de las herramientas de inteligencia artificial, integrar el monitoreo, el análisis inteligente de datos (informe y gráficas) y el control automatizado sobre cargas no críticas y fuentes locales de generación de energía renovable, con el objeto de optimizar y gestionar de manera automática el consumo energético y realizar la gestión de la demanda para consumir al menos costo posible, sin afectar a la producción o al confort, *aprovechando las nuevas condiciones que presenta un mercado energético liberalizado.*

7. REFERENCIAS

[1] H. Doukas, K. D. Patlitzianas, K. Latropoulos, and J. Psarras, «Intelligent building energy management system using rule sets», *Building and Environment,* vol. 42, issue 10, pp. 3562-3569, 2007.



[2] D. Kolokotsa, K. Kalaitzakis, E. Antonidakis, and G. S. Stavrakakis, «Interconnecting smart card system with PLC controller in a local operating network to form a distributed energy management and control system for buildings», *Energy Conversion and Management,* vol. 43, issue 1, pp. 119-134, 2002.

[3] Y. Yao, Z. Lian, Z. Hou, and X. Zhou, «Optimal operation of a large cooling system based on an empirical model», *Applied Thermal Engineering,* vol. 24, issue 16, pp. 2303-2321, 2004.

[4] R. Alcalá, J. Casillas, O. Cordón, A. González, and F. Herrera, «A genetic rule weighting and selection process for fuzzy control of heating, ventilating and air conditioning systems», *Engineering Applications of Artificial Intelligence,* vol. 18, issue 3, pp. 279-296, 2005.

[5] K. F. Fong, V. I. Hanby, and T. T. Chow, «HVAC system optimization for energy management by evolutionary programming», *Energy and Buildings,* vol. 38, issue 3, pp. 220-231, 2006.

[6] L. Pedersen, «Use of different methodologies for thermal load and energy estimations in buildings including meteorological and sociological input parameters», *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* vol. 11, issue 5, pp. 998-1007, 2007.

[7] L. Pedersen, J. Stang, and R. Ulseth, «Load prediction method for heat and electricity demand in buildings for the purpose of planning for mixed energy distribution systems», *Energy and Buildings,* vol. 40, issue 7, pp. 1124-1134, 2008.

[8] P. A. González and J. M. Zamarreno, «Prediction of hourly energy consumption in buildings based on a feedback artificial neural network», *Energy and Buildings,* vol. 37, issue 6, pp. 595-601, 2005.

[9] P. Lauret, E. Fock, R. N. Randrianarivony, and J.-F. Manicom-Ramsamy, «Bayesian neural network approach to short time load forecasting», *Energy Conversion and Management,* vol. 49, issue 5, pp. 1156-1166, 2008.

[10] A. Khotanzad, E. Zhou, and H. Elragal, «A Neuro-Fuzzy Approach to Short-Term Load Forecasting in a Price-Sensitive Environment», *Power Engineering Review, IEEE,* vol. 22, issue 9, pp. 55-55, 2002.

[11] R. Kamphuis, F. Kuijper, C. Warmer, M. A. H. M. Hommelberg, and A. K. K. Koen Kok, «Software agents for matching of power supply and demand: a field-test with a real-time automated imbalance reduction system», in *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, 2005, p. 7 pp.

[12] B. Forth and T. Tobin, «Right power, right price [enterprise energy management systems]», *Computer Applications in Power, IEEE,* vol. 15, issue 2, pp. 22-27, 2002.

[13] J. Sheppard and A. Tisot, «Industrial Energy Management: Doing More with Less», *IETC - Industrial Energy Technology Conference*, 2006.

[14] J. C. Van Gorp, «Enterprising energy management», *Power and Energy Magazine, IEEE,* vol. 2, issue 1, pp. 59-63, 2004.

[15] J. C. Van Gorp, «Maximizing energy savings with enterprise energy management systems», in *Pulp and Paper Industry Technical Conference, 2004. Conference Record of the 2004 Annual*, 2004, pp. 175-181.

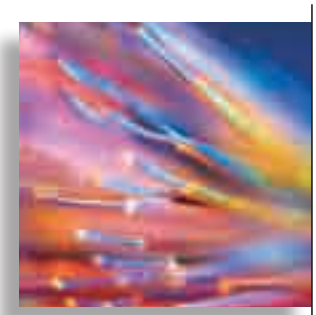
[16] H.C. Huang, R.C. Hwang, and J.G. Hsieh, «A new artificial intelligent peak power load forecaster based on non-fixed neural networks», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems,* vol. 24, issue 3, pp. 245-250, 2002.

[17] A. Khotanzad, Z. Enwang, and H. Elragal, «A neuro-fuzzy approach to short-term load forecasting in a price-sensitive environment», *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 17, issue 4, pp. 1273-1282, 2002.

[18] J. J. Bann, G. D. Irisarri, S. Mokhtari, D. S. A. K. D. S. Kirschen, and B. N. A. M. B. N. Miller, «Integrating AI applications in an energy management system», *IEEE Expert [see also IEEE Intelligent Systems and Their Applications]*, vol. 12, issue 6, pp. 53-59, 1997.

[19] F. Maghsoodlou, R. Masiello, and T. Ray, «Energy management systems», *Power and Energy Magazine, IEEE,* vol. 2, issue 5, pp. 49-57, 2004.

[20] M. E. Pye and T. D. Russell, «Intelligent energy management systems. An operator view», in *Power System Control and Management, Fourth International Conference on (Conf. Publ. No. 421)*, 1996, pp. 154-159.



[21] H. A. Gabbar, «Enterprise energy management using Hybrid Energy Supply Unit (HENSU)», in *Systems, Man and Cybernetics, 2007. ISIC. IEEE International Conference on*, 2007, pp. 2284-2289.