

VENTAJAS DE LA GESTIÓN ACTIVA DE LA DEMANDA (DEMAND MANAGEMENT) EN EL CONTROL DE SMART GRIDS

Parejo Matos, Antonio; Romero Hinojosa, Francisco; Personal Vázquez, Enrique; León de Mora, Carlos. Grupo de investigación TIC-150: Tecnología Electrónica e Informática Industrial. Departamento de Tecnología Electrónica. Escuela Politécnica Superior. Universidad de Sevilla.

RESUMEN

La gestión del sistema eléctrico por las *utilities* se ve afectado por varios factores, como un aumento del consumo, una mayor penetración de las energías renovables y la tendencia a la generación distribuida (para minimizar pérdidas asociadas al transporte y distribución).

Obviamente, el consumo no es constante, produciéndose valles y picos. Habitualmente, dicha curva no se ajusta a la de generación, obligando a sobredimensionar la generación o desplegar sistemas de almacenamiento que amortigüen este desfase. Desafortunadamente, estas soluciones son costosas y finalmente repercuten en el cliente.

Una solución en auge es aplicar los sistemas de “Demand Response” (DR), que convierten el consumo del cliente en un activo controlable por el operador del sistema de distribución, permitiendo ajustar de forma dinámica su consumo energético, adaptándolo a las necesidades de la red y mejorando la eficiencia.

Para lograr esto debe establecerse una comunicación *utility*-usuario, mediante la cual pueda solicitarse una reducción del consumo en ciertas franjas horarias, aplicándole al cliente bonificaciones por ello.

Por todo esto, se estima que la tecnología DR será clave en el futuro del sistema eléctrico, y en la cual el TIC-150, a través de la colaboración con diversas *utilities* de ámbito internacional, está trabajando activamente.

Palabras clave: *Red, Inteligente, Demanda, Gestión, Respuesta.*

ABSTRACT

The management of the electric system is affected by many factors, such as the rising of the consumption, the growing of renewable energies and the apparition of distributed generation (in order to reduce losses in transmission and distribution).

Obviously, the consumption is not constant. The consumption curve contains “valleys” (low demand periods) and “peaks” (high demand periods). Traditionally, the generation curve does not fit with the consumption curve, so the electric generation system must be oversizing, or electric storage must be installed. Unfortunately, these solutions are expensive and they increase customer bill.

A new solution is applying Demand Response systems. They transform the consumption into an asset that the distribution system can manage, adjusting this consumption dynamically, adjusting it to the needs of the system and improving efficiency.

Obviously, to achieve this objective there must exist a utility-customer communication. This allows to request a reduction of customer consumption when it is needed. Customers would reduce their bill thanks to this.

This is why DR technology is expected to be key in the electric system future. The TIC-150 is collaborating actively with diverse international utilities in this field.

Keywords: *Grid, Smart, Demand, Management, Response.*

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Visto de un modo global y simplificado, podemos ver el sistema eléctrico tradicional como un sistema radial donde un agregado de entidades se encarga de generar energía, otras entidades transportan dicha energía y, por último, los consumidores solicitan la energía. Puede verse esta jerarquía en la **Figura 3** (Personal, 2015).

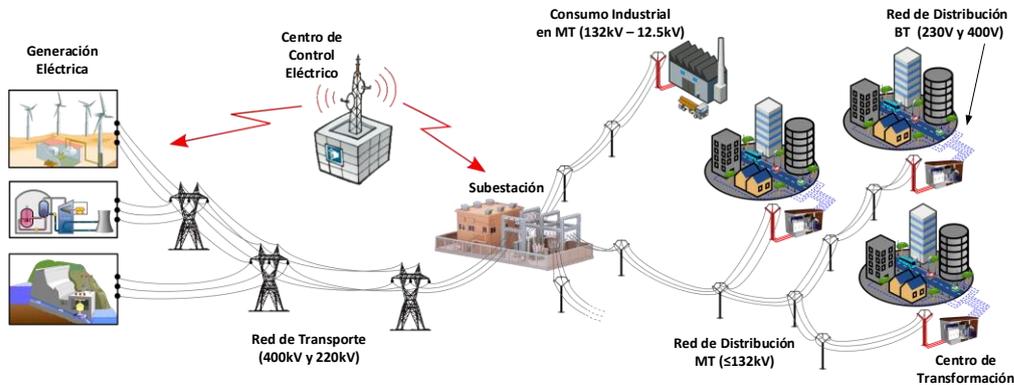


Figura 3: El sistema eléctrico tradicional (Personal, 2015).

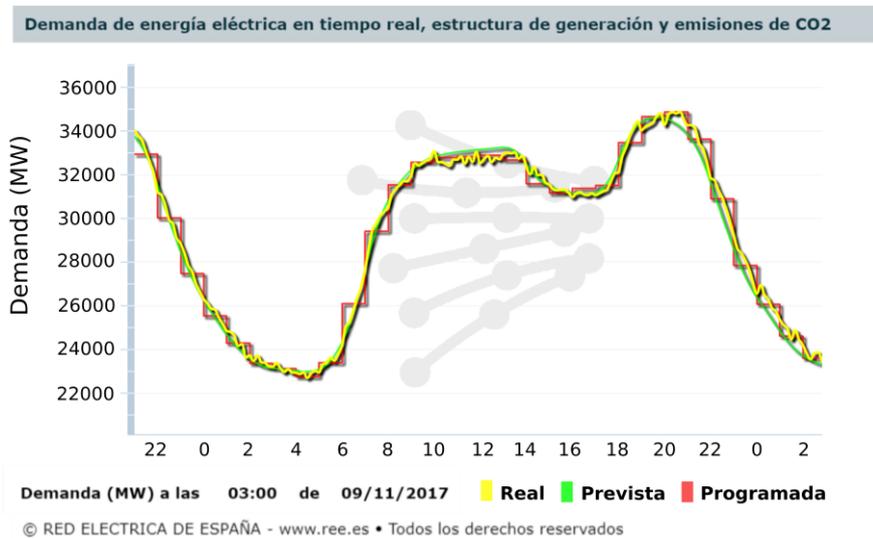


Figura 4: Curva de consumo típica¹

En este sistema debe mantenerse un equilibrio delicado, en el que las compañías generadoras deben estar continuamente produciendo la misma cantidad de energía que sus clientes necesitan.

A esto hay que añadir el hecho de que el consumo eléctrico de los clientes no es siempre igual a lo largo del día. Esto provoca lo que se llama “consumo valle” (períodos de consumo relativamente bajo) y “consumo pico” (períodos de muy alto consumo).

Estos consumos valle suelen darse tradicionalmente en las horas de madrugada (entre las 12 de la noche y las 6 de la mañana), mientras que los consumos pico se dan habitualmente a las horas de mediodía y al anochecer. Puede verse un ejemplo de curva de consumo típica en la **Figura 4**.

Además, en el caso de ciertas fuentes de energía renovables no se puede controlar cuándo se produce la generación, puesto que esto depende de factores externos. Por ejemplo, las centrales eólicas funcionarán bajo ciertas condiciones climatológicas en las que haya un nivel mínimo de viento, mientras que las centrales solares fotovoltaicas sólo producirán energía durante las horas con radiación solar, en

función de la cantidad de luz que sea posible captar. Puede verse la variación en la generación de los distintos tipos de fuentes energéticas en la Figura 5.

Como consecuencia de esta situación, el sistema eléctrico debe estar sobredimensionado (tanto en generación como en transporte y distribución) para hacerle frente. Es decir, se debe tener disponible una gran capacidad de generación adicional (centrales eléctricas) para que pueda entrar en funcionamiento durante los consumos pico, mientras que el resto del día puede que esas centrales estén detenidas. Habitualmente, esta generación la conforman centrales eléctricas de rápida respuesta y de potencia de generación fácilmente regulable, como por ejemplo las centrales de ciclo combinado.

Por otro lado, gracias al desarrollo de las redes eléctricas inteligentes (en inglés, *Smart Grids*, SG) (Farhangi, 2010) (Kezunovic, McCalley & Overbye, 2012) (Personal et al., 2014) en la última década se está produciendo una tendencia del sistema eléctrico hacia la generación distribuida (en inglés, *Distributed Generation*, DG), así como un aumento en la monitorización de las redes (Personal et al., 2016) (Stringfield, Marihart & Stevens, 1957). La gestión distribuida persigue un mayor acercamiento de la generación al consumo mediante la instalación de pequeños sistemas de generación. Esta generación distribuida conlleva una nueva problemática en lo que respecta a la estabilidad del sistema, puesto que aumenta el número de condiciones variables a tener en cuenta (Kakran & Chanana, 2018).

Todo esto conlleva enormes costos adicionales para las compañías, lo cual repercute en la factura del cliente.

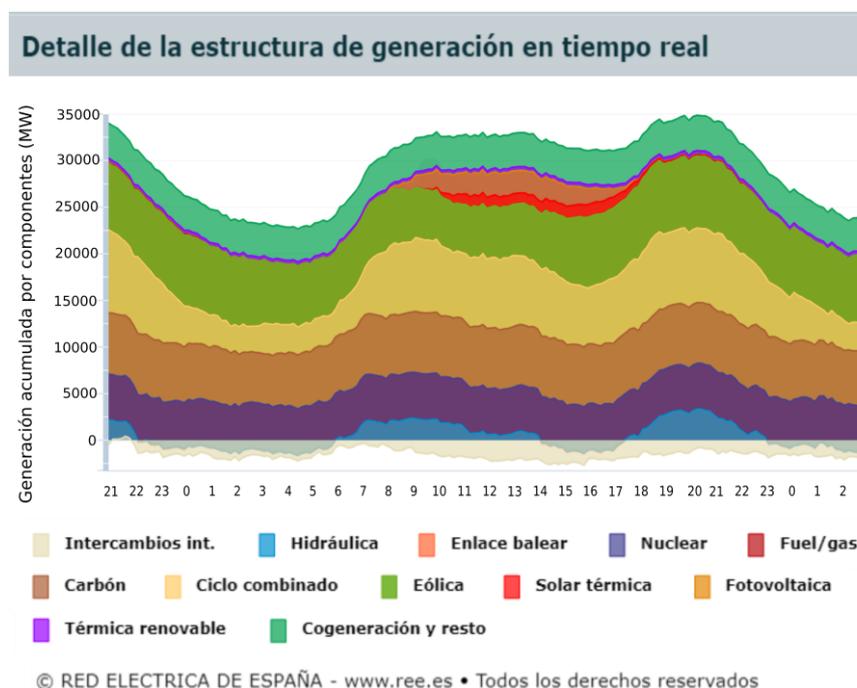


Figura 5: Tipos de generación energética¹

Gestión Activa de la Demanda

Con el objetivo de luchar contra estas dificultades en la gestión del sistema eléctrico, surge el concepto de gestión activa de la demanda (en inglés, *Demand Side Management*, DSM) (Baldwin, Rountree & Jock, 2018) (Di Santo et al., 2018) (Subkhankulova, Baklanov & McCollum, 2018).

La DMS supone un fuerte cambio en la filosofía de la gestión energética. Además de generar la energía necesaria para los consumidores, estas técnicas modifican la curva de consumo para hacerlo más regular a lo largo del día (reducir picos y valles), reduciéndose la relación pico-promedio (puede verse un ejemplo de esto en la Figura 6). Gracias a ello se puede reducir el sobredimensionamiento de la red, puesto que el consumo pico será menor. Es decir, requerirá menor inversión en instalaciones de generación, transporte y distribución.

Demanda de energía eléctrica en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO2

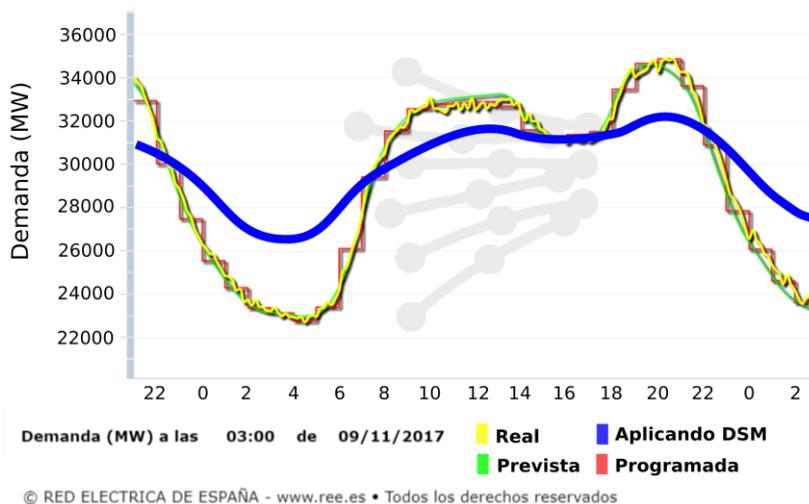


Figura 6: Resultado Gestión Activa de la Demanda¹

METODOLOGÍA

Para lograr este aplanamiento de la curva de consumo existen varios métodos:

- Añadir almacenamiento/generación al sistema: permite almacenar energía durante las horas valle y suministrarla durante las horas pico. No es una técnica de gestión de cargas (no es DSM propiamente dicha), pero da lugar a un desplazamiento del consumo.
- Sistema informativo: permite que la compañía suministradora informe a los clientes sobre el precio de la energía según las horas. Durante las horas pico la energía será más cara y durante las horas valle más barata. Estadísticamente, se ha comprobado que puede conseguirse hasta un 7% de aplanamiento de la curva.
- Respuesta a la demanda (en inglés, *Demand Response*, DR) (Hosseini, Niknejad & Barzegaran, 2018): implica el control de las cargas de consumo. Este concepto es lo que tradicionalmente se conoce como “interrumpibilidad”, que solía aplicarse exclusivamente a los grandes consumidores. El paradigma de DR plantea extender esta idea a los pequeños consumidores. Obviamente, para esto se debe llegar a un acuerdo entre compañías y clientes. La compañía suministradora podría solicitar a los clientes una reducción de su consumo en algunos momentos. A cambio de ello, los clientes obtendrían un descuento adicional en su factura eléctrica.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para realizar la implementación de los sistemas de DR, existen varios protocolos estándar. Algunos ejemplos son el Smart Energy Profile 2.0 (SEP2) y Open Automatic Demand Response 2.0 (OpenADR 2.0) (Ebeid, 2015).

Estos protocolos permiten realizar el intercambio de mensajes en la comunicación entre el operador del sistema de distribución (en inglés, *Distribution System Operator*, DSO) y los clientes. Mediante este intercambio de información, es posible realizar las solicitudes de reducción de consumo, informar acerca del precio horario de la energía y realizar una gestión del sistema de forma centralizada o distribuida.

En cuanto a los dispositivos que permiten el uso de estos protocolos, existen numerosas alternativas comerciales de distintos fabricantes. En la Figura 7 pueden verse algunos ejemplos de dispositivos Virtual End Node (VEN) para el protocolo OpenADR.



Figura 7: Dispositivo GRIDlink¹ (izquierda) y Dispositivo ISY994Z¹ (derecha).

Ahora bien, es importante tener en cuenta que estos protocolos están definidos a nivel de mensajes, no de arquitectura. Es decir, lo que estandarizan es el intercambio de información (capa de comunicación) en sí mismo, no cómo es utilizada dicha información.

Un claro ejemplo de esto es la información referente al precio de la energía. Esta información puede intercambiarse mediante los protocolos antes referidos, puesto que existen mensajes adecuados para ello. No obstante, los protocolos no especifican cuál será la actuación del sistema completo como respuesta a un cambio en este precio, sino que corresponderá a los algoritmos de actuación especificar dicho comportamiento. Tampoco especifican cómo debe redireccionarse la información entre distintos niveles del sistema, cosa que dependerá de la arquitectura utilizada para jerarquizar los elementos de la red.

OpenADR no establece una estructura fija para su aplicación, sino que será posible crearla de la forma que más convenga según la situación. Pueden verse varios ejemplos de arquitecturas posibles para los Virtual Top Node (VTN) y los Virtual End Node (VEN) en la Figura 8 y Figura 9 (Herberg et al., 2014).

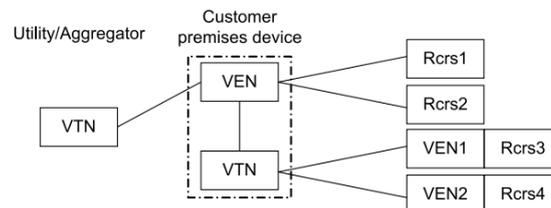


Figura 8: Arquitectura híbrida (Herberg et al., 2014).

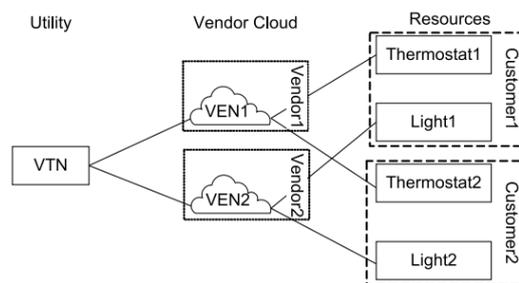


Figura 9: Arquitectura en nube (Herberg et al., 2014).

La jerarquía de los elementos que intervienen en el sistema cobra aún más importancia dentro de red debido al creciente interés por la generación distribuida. Esto provoca un aumento de la complejidad de gestión de las redes.

Para definir el comportamiento del sistema de DR en cada situación, los sistemas del operador del sistema de distribución (Distribution System Operator, DSO)

En resumen, es cierto que la estandarización de estos protocolos de comunicación es un gran avance para el uso de las técnicas de DR a nivel global, pero aún deben realizarse avances tanto en las arquitecturas de sistema utilizadas como en los algoritmos de comportamiento. Sólo así podrá garantizarse la interoperabilidad del sistema que permita la escalabilidad de las redes controladas.

Actualmente, en el grupo TIC-150 se está trabajando en diversos proyectos en la línea de Gestión Activa de la Demanda (DSM), y más concretamente en Respuesta a la Demanda (DR).

Mediante estos protocolos y dispositivos, así como el diseño de una arquitectura adecuada, se tiene como objetivo realizar el diseño y montaje de una “Show Room” de técnicas DR, en la cual exista una serie de dispositivos comunicados que permita poner en práctica estas técnicas y analizar sus posibilidades y posibles mejoras.

Es decir, se plantea como un banco de pruebas para el desarrollo de técnicas de gestión desde la utility para testear los servicios automáticos de respuesta a la demanda (en inglés, *Demand Response Automatic Services*, DRAS).

No obstante, hay otro aspecto fundamental que debe ser tenido en cuenta antes de llevar a cabo el diseño de la arquitectura final de sistema. Dicho aspecto es la simulación de los programas de DR deseados. Es decir, deberá tomarse las características principales de los programas de DR utilizados por compañías eléctricas reales (compañías americanas, principalmente) y simular su aplicación sobre distintos tipos de cliente según sus curvas de consumo y sus actuaciones frente a la ocurrencia de un evento de DR.

Esto permite comprobar qué comportamientos de cliente son más favorables de cara a realizar el objetivo de reducción de cada tipo de programa DR, así como simular en qué casos el cliente obtiene un incentivo (por haber cumplido con la reducción de potencia solicitada) y en cuáles recibe una penalización (por no haber cumplido con la reducción solicitada).

Estas simulaciones se han realizado utilizando el software Matlab (véase la Figura 10) debido a su potencia y polivalencia.

```
245 %línea base
246
247 - for (i=11:30)
248 -     for(k=1:24)
249 -         base_line(i,k)=median(consumos(i-10:i,k));
250 -     end
251 - end
252
253
254 - consumo_modif=consumos(21,:);
255 - consumo_modif(1,16)=consumo_modif(1,16)-0.2;
256 - consumo_modif(1,17)=consumo_modif(1,17)-0.2;
257 - consumo_modif(1,18)=consumo_modif(1,18)-0.2;
258 - consumo_modif(1,19)=consumo_modif(1,19)-0.2;
```

Figura 10: Código simulación Matlab.

Mediante este código se han realizado diversos aspectos de la aplicación de un programa de tipo “Capacity Bidding Program”, uno de los más utilizados en la actualidad.

El primer paso fue realizar el cálculo de la línea base (consumo “típico”) del cliente durante el mes, realizando un tratamiento de sus datos de consumo simulados.

A partir de esta línea base, se ha simulado qué ocurrirá en los casos en los que el cliente no cumpla con los requisitos dispuestos (véase la Figura 11) o que los cumpla (véase la Figura 12). En el día simulado, se ha considerado la ocurrencia de un evento durante el período desde las 16:00 hasta las 20:00, en la que se ha solicitado una reducción de al menos 0,1 MW de potencia.



Figura 11: Consumo no reducido.

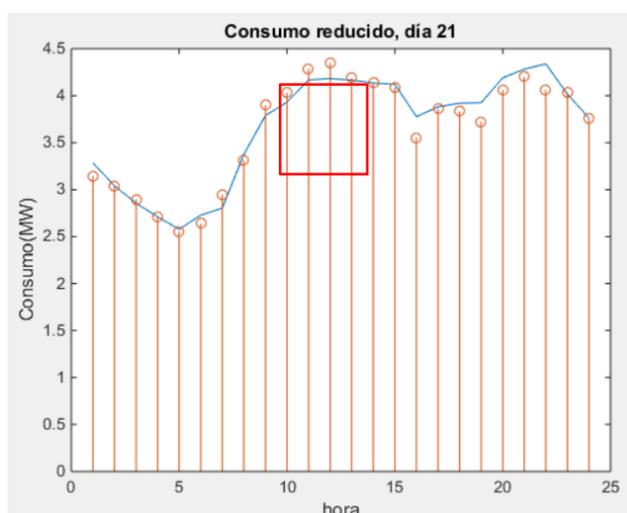


Figura 12: Consumo reducido.

En estas dos figuras puede verse la línea base para ese día (el día 21 del mes) en color azul, mientras que las muestras discretas en naranja representan el consumo horario del cliente. Tal y como se aprecia, en el caso de consumo no reducido se ha producido un consumo muy superior al permitido (está muy por encima de la línea base), mientras que en el segundo caso se ha producido una reducción significativa en las horas 16 y 19, mientras que se ha obtenido una reducción moderada en las horas 17 y 18.

Los resultados monetarios obtenidos para esta simulación han sido una penalización de 174,89 dólares en el primero de los casos (considerando que este ha sido el único evento en el mes), mientras que en el segundo caso el cliente ha obtenido un incentivo de 56,27 dólares.

Además, puede apreciarse que el beneficio del cliente en este segundo caso podría haber sido mayor si hubiese sido capaz de regularizar más su consumo durante las 4 horas del evento, puesto que la hora número 17 ha supuesto una leve penalización debido a que la reducción conseguida no ha superado los 0,1 MW.

Puede verse aquí una vez más la importancia de realizar una correcta gestión de los medios de almacenamiento energético, puesto que de esa forma podrá optimizarse la obtención de incentivos mediante la participación en DR.

CONCLUSIONES

Tal y como se ha observado, el sistema eléctrico está sufriendo un constante aumento de su complejidad. Esto se debe a la mayor demanda energética por parte de los usuarios, al aumento en el número de fuentes de energía disponibles y a la mayor presencia de la generación distribuida.

Teniendo en cuenta esta problemática, las técnicas de Respuesta a la Demanda pueden facilitar la gestión del sistema eléctrico. Esto traería ventajas tanto para las compañías como para los usuarios.

No hay que olvidar que, a pesar de los avances realizados en los estándares, aún queda mucho trabajo en lo que respecta a los algoritmos de gestión de redes.

Desde el grupo TIC150 se ha estado trabajando activamente en diversos proyectos en estas líneas, ya que se espera que las técnicas de DR sean un pilar fundamental en el futuro del sistema eléctrico y la Smart Grid.

Para llevar a cabo las decisiones en cuanto a la arquitectura de DR, se ha llevado a cabo la simulación de programas DR sobre clientes ficticios, para comprobar así qué comportamientos pueden resultar más convenientes para los clientes, así como permitirles la optimización de sus recursos DR. De este modo, podrá lograrse una mejor cooperación entre los clientes y las compañías, logrando así que estas técnicas puedan cumplir con los objetivos previstos.

AGRADECIMIENTOS

Quisiéramos agradecer a la dirección de la Escuela Politécnica Superior de la Universidad de Sevilla por la organización de estas jornadas, así como por darnos la oportunidad de participar en ellas.

BIBLIOGRAFÍA

- Baldwin, E., Rountree, V., Jock, J. (2018). Distributed resources and distributed governance: Stakeholder participation in demand side management governance. *Energy Research and Social Science*. 39. pp. 37-45.
- Di Santo, K.G., Di Santo, S.G., Monaro, R.M., Saidel, M.A. (2018). Active demand side management for households in smart grids using optimization and artificial intelligence. *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*. 115. pp. 152-161.
- Ebeid, E., Rotger-Griful, S., Mikkelsen, S. A., Jacobsen, R. H. (2015). A methodology to evaluate demand response communication protocols for the Smart Grid. *IEEE International Conference on Communication Workshop (ICCW), London, 2015*. pp. 2012-2017.
- Farhangi, H. (2010). The path of the smart grid. *IEEE Power and Energy Magazine*. vol. 8, (no. 1) pp. 18–28.
- Herberg, U., Mashima, D., Jetcheva, J.G., Mirzazad-Barijough, S. (2014). OpenADR 2.0 deployment architectures: Options and implications. *IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), Venice, 2014*. pp. 782-787.
- Hosseini, M., Niknejad, P., Barzegaran, M.R. (2018). The impact of customers' participation level and various incentive values on implementing emergency demand response program in microgrid operation. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 96. pp. 114-125.
- Kakran, S., Chanana, S. (2018). Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 81. pp. 524-535.
- Kezunovic, M., McCalley, J. D., Overbye, T. J. (2012). Smart Grids and Beyond: Achieving the Full Potential of Electricity Systems. *Proceedings of the IEEE*. vol. 100, (no. Special Centennial Issue). pp. 1329–1341.
- Personal, E. (2015). Sistema para Localización de Faltas en Líneas Subterráneas de Distribución Eléctrica de Media Tensión, mediante una Red Distribuida de Sensores de Corriente. University of Seville. PhD thesis.

- Personal, E., Garcia, A., Parejo, A., Larios, D., Biscarri, F., Leon, C. (2016). A Comparison of Impedance-Based Fault Location Methods for Power Underground Distribution Systems. *Energies*, vol. 9, (no. 12). pp. 1022-1052.
- Personal, E., Guerrero, J. I., Garcia, A., Peña, M., Leon, C. (2014). Key performance indicators: A useful tool to assess Smart Grid goals. *Energy*. vol. 76, pp. 976–988.
- Stringfield, T. W., Marihart, D. J., Stevens, R. F. (1957). Fault Location Methods for Overhead Lines. *Transactions AIEE, Part III: Power Apparatus Systems*. vol. 76, (no. 3). pp. 518–529.
- Subkhankulova, D., Baklanov, A., McCollum, D. (2018). Demand side management: A case for disruptive behaviour. *Advances in Intelligent Systems and Computing*. 629. pp. 47-59.