



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Jaén

Trabajo Fin de Grado

**REDES INTELIGENTES Y SU
APLICACIÓN A LA CIUDAD.
EL CASO DE JAÉN**

Alumno: Juan Carlos Navas Martos

Tutor: M^a Ángeles Verdejo Espinosa

Dpto: Ingeniería Eléctrica

Septiembre, 2018



Universidad de Jaén
Escuela Politécnica Superior de Jaén
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Don M^a ÁNGELES VERDEJO ESPINOSA, tutora del Trabajo Fin de Grado titulado:
REDES INTELIGENTES Y SU APLICACIÓN A LA CIUDAD. EL CASO DE JAÉN,
que presenta JUAN CARLOS NAVAS MARTOS, autoriza su presentación para
defensa y evaluación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, SEPTIEMBRE de 2018

El alumno:

JUAN CARLOS NAVAS MARTOS

La tutora:

M^a ÁNGELES VERDEJO ESPINOSA

RESUMEN

Este trabajo se centrará en estudiar el concepto de “Red Inteligente” y su aplicación a la ciudad de Jaén. Para ello, se estudiará la situación actual de las Redes Inteligentes y su evolución, así como los componentes que forman los cimientos de esta red. Se analizarán proyectos sobre Redes Inteligentes realizados o en ejecución, tanto en España como en Europa. Además, se analizará el entorno de Jaén y algunos de los sistemas eléctricos que se encuentran en la ciudad.

Por otro lado, se estudiará la introducción de las Redes Inteligentes en la ciudad, proponiendo tecnología actual de automatización de redes y sistemas de generación distribuida y almacenamiento de energía. Todo ello, apoyado por el uso de Tecnologías de Información y Comunicación (TICs).

Por último, se realizará un estudio de viabilidad técnico-económica de la propuesta, enumerando los beneficios que puede aportar este estudio a la ciudad.

ABSTRACT

This work will focus on studying the concept of “Smart Grid” and its application to the city of Jaén. For this, the actual situation of the Smart Grids and their evolution will be studied, as well as the components that form the foundations of this Grid. Smart Grids projects carried out or in execution will be analyzed, both in Spain and in Europe. In addition, the environment of Jaén and some of the electrical systems that are located in the city will be analyzed.

On the other hand, the introduction of Smart Grids in the city will be studied, proposing actual technology of network automation and distributed generation systems and energy storage. All this, supported by the use of Information and Communication Technologies (ICTs).

Finally, a technical-economic viability study of the proposal will be carried out, listing the benefits that this study can bring to the city.

Índice

RESUMEN	3
ABSTRACT	3
1. INTRODUCCIÓN	7
2. ESTUDIO DE REVISIÓN DE BIBLIOGRAFÍA Y ESTADO DEL ARTE	8
2.1. Evolución histórica	8
2.1.1. Red eléctrica	8
2.1.2. Necesidad de un cambio o renovación en el sistema eléctrico	11
2.2. Smart Grids	14
2.2.1. Concepto de Smart Grid	14
2.2.2. Objetivos de las Smart Grids	15
2.2.3. Principales características de las Smart Grids	16
2.2.4. Ventajas e inconvenientes de las Smart Grids	17
2.2.5. Agentes involucrados	19
2.3. Arquitectura y componentes de las Smart Grids	20
2.3.1. Infraestructura de Medida Avanzada (AMI)	20
2.3.2. Infraestructura de la red y sus controles (Grid Intelligence)	22
2.3.3. Gestión inteligente de datos (Utility IT)	24
2.3.4. Micro-redes inteligentes	25
2.3.5. Tecnologías implicadas en la Smart Grid.	27
2.4. Normativa y Regulación española	44
2.5. Proyectos de Smart Grid en España	47
2.5.1. Proyecto PRICE	48
2.5.2. Proyecto OSIRIS	49
2.5.3. Proyecto REDES 2025	50
2.5.4. Proyecto I - SARE	51
2.5.5. SmartCity Málaga	52
2.6. Proyectos de Smart Grid en la Unión Europea	53
2.6.1. Proyecto WISEGRID	53
2.6.2. Proyecto DISCERN	54
3. ESTUDIO DE ANÁLISIS DEL ENTORNO Y SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LA CIUDAD DE JAÉN	55
3.1. Entorno físico	55
3.1.1. Localización geográfica	55

3.1.2.	Orografía del terreno	56
3.1.3.	Clima.....	57
3.1.4.	Hidrografía	58
3.1.5.	Calidad del aire	59
3.1.6.	Vegetación y parques existentes.....	61
3.2.	Entorno demográfico	61
3.3.	Entorno económico	62
3.4.	Accesibilidad a la ciudad	64
3.4.1.	Accesos por carretera	64
3.4.2.	Accesos ferroviarios	65
3.5.	Sistemas eléctricos en la ciudad	65
3.5.1.	Red de transporte y subestaciones	65
3.5.2.	Red de alumbrado público	68
3.5.3.	Centrales de Generación Eléctrica.....	70
4.	ANÁLISIS DE LA INTRODUCCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LA CIUDAD.	73
4.1.	Objetivos	73
4.2.	Entorno del análisis.....	74
4.3.	Tecnologías de Información y Comunicación	75
4.4.	Telegestión	77
4.5.	Automatización de la red.....	78
4.6.	Generación distribuida y sistemas de almacenamiento	83
4.7.	Vehículo eléctrico.....	88
5.	ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA PROPUESTA.	94
5.1.	Viabilidad técnico-económica de la Automatización de los Sistemas Eléctricos propuestos.....	94
5.2.	Viabilidad técnico-económica de los sistemas de generación distribuida y sistemas de almacenamiento propuestos.	99
5.3.	Viabilidad técnico-económica de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos propuestos.....	102
5.4.	Viabilidad técnico-económica de todos los sistemas propuestos.....	104
6.	PLANOS	111
6.1.	Plano de situación del estudio	112
6.2.	Plano de Redes Eléctricas de Alta y Media tensión en la zona norte de Jaén	113
6.3.	Plano de Redes Eléctricas de Alta y Media tensión en la ciudad y la zona sur de Jaén	114

6.4.	Plano de situación del edificio Banco de España	115
6.5.	Plano de situación de los puntos de recarga semi-rápida.....	116
6.6.	Plano de situación del punto de recarga lenta	117
7.	CONCLUSIONES.....	119
8.	ANEXOS	121
8.1.	Anexo de Catálogos	121
8.1.1.	Catálogo Farola Solar "SolarFix	121
8.1.2.	Catálogo Centro de Transformación Automatizado de Ormazabal	122
8.1.3.	Catálogo punto de recarga semi-rápida exterior Circutor.....	124
8.1.4.	Catálogo punto de recarga lenta exterior Circutor	126
8.1.5.	Catálogo Panel Solar de AutoSolar	128
8.1.6.	Catálogo Batería de AutoSolar	129
8.1.7.	Catálogo Regulador PWM Must Solar	130
8.1.8.	Catálogo Inversor de Conexión a Red 2700W INGECON Sun 1PLAY 2.7TL M 132	
8.1.9.	Catálogo Unidad Integral Compacta con telemando CGMCOSMOS – 2LPT. 134	
8.1.10.	Catálogo Cuadro de Baja Tensión Ormazabal	136
8.1.11.	Catálogo Envolvente de hormigón para Centros de Transformación tipo PFU de Ormazabal.....	137
8.2.	Anexo de Cálculos	138
8.2.1.	Cálculos para el dimensionado del sistema fotovoltaico con sistema de mini - almacenamiento	138
	Bibliografía	152

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, la sociedad depende esencialmente de la energía eléctrica, hasta tal punto de ser imposible imaginar un mundo sin electricidad en los hogares o en industrias. Cada día el consumo eléctrico crece en proporción a nuestras necesidades, unas necesidades que crecen a la misma velocidad a la que evolucionan las TICs. Esto lleva a un crecimiento global del consumo, el cual conlleva una mayor necesidad de generación de energía eléctrica, la cual mayormente se obtiene a partir de combustibles fósiles, generando gases nocivos para el medio ambiente.

En consecuencia el marco eléctrico tradicional está evolucionando hacia un nuevo enfoque donde se plantea un modelo de red eléctrica basado en tres puntos:

- Generación distribuida, donde la basada en fuentes renovables están adquiriendo un papel muy importante.
- Autonomía en el control de la red eléctrica.
- Tecnologías de la información y comunicación para transmitir y manejar los datos de la red.

Todo ello conduce al concepto de redes inteligentes, cuya definición básica se puede expresar como “aquella que puede integrar de forma eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella, de tal forma que se asegure un sistema energético sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro”. (REE, 2016)

Este estudio teórico se desarrollará de tal forma que se llegue a comprender el concepto de red inteligente, o Smart Grid, analizando lo que provoca su implantación. Se estudiará la situación actual de las redes inteligentes y su evolución, se analizará el entorno de la ciudad de Jaén, así como su sistema eléctrico. Se analizará la introducción de redes eléctricas inteligentes, sistemas de generación distribuida y almacenamiento de energía en la ciudad. Por último, se estudiará la viabilidad técnico económica de la propuesta, así como las conclusiones del estudio.

Para poder entender cómo funciona el concepto de red eléctrica inteligente y de qué se trata, se llevará a cabo un desarrollo de la evolución histórica de la red eléctrica tradicional y se verá cómo las nuevas necesidades de la sociedad y los problemas

derivados del sistema eléctrico tradicional han llevado a la necesidad de encontrar nuevas soluciones en el marco eléctrico, siendo esta solución las nuevas redes inteligentes.

2. ESTUDIO DE REVISIÓN DE BIBLIOGRAFÍA Y ESTADO DEL ARTE

2.1. Evolución histórica

2.1.1. Red eléctrica

Desde la Revolución Industrial, la red eléctrica suministraba energía a una zona concreta, pero con el paso de los años, ha pasado a convertirse en una red expandida que incorpora multitud de zonas.

En sus inicios, toda la energía era producida próxima al dispositivo o servicio que se utilizaba. Fue con la entrada de Thomas Alva Edison en escena, que se inventó el primer sistema eléctrico que suministraba energía por medio de redes virtuales para la iluminación. Debido a esto, las empresas eléctricas se encargaron de las economías de escala y cambiaron a generación centralizada, distribución y administración del sistema. Sin embargo, el concepto moderno de red eléctrica tiene sus fundamentos en las invenciones de Nikola Tesla, que hoy constituyen los conceptos de generación, transmisión a alta tensión y distribución a media tensión. Todo ello, gracias a las máquinas de inducción magnética que Tesla inventó. (Vega, 2014)

La red eléctrica tradicional está formada por tres elementos: generación, transporte y distribución, así como la comercialización. Actualmente, podemos incluir también el control y la gestión técnica y económica, además de la sostenibilidad medioambiental. En la ilustración 2.1. podemos observar un esquema de la red eléctrica convencional de España.

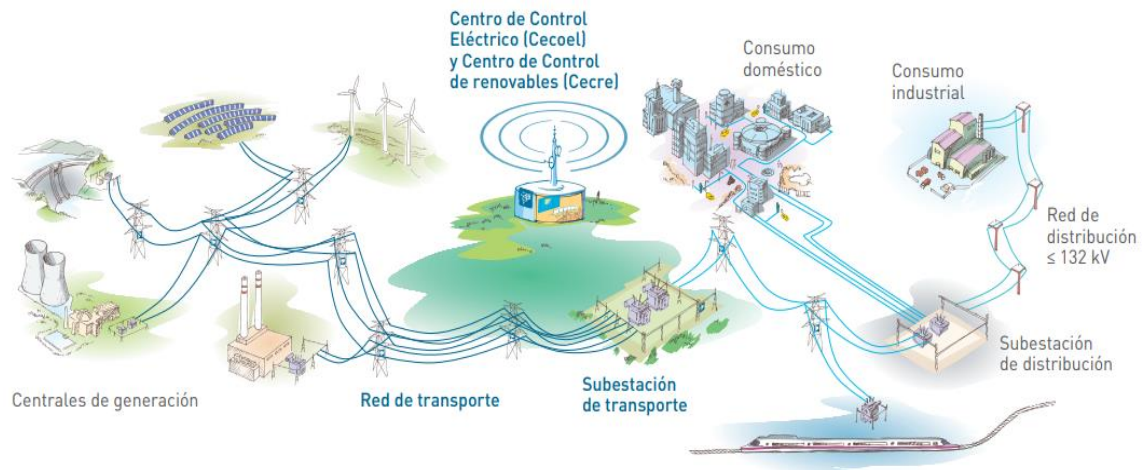


Ilustración 2.1. Esquema de la red eléctrica convencional en España. (REE, 2016)

- **Generación:** la electricidad es generada mediante las centrales eléctricas a partir de diferentes fuentes de energía, ya sean renovables (solar fotovoltaica, eólica, etc) o no renovables (carbón, gas natural, petróleo, etc). Debido a la disponibilidad de la energía primaria, las consideraciones económicas y los factores ambientales y sociales, las centrales de producción son llevadas a puntos alejados de los centros de consumo. Este hecho, junto con el hecho de que la electricidad se deba consumir en el momento en que se produce, ha dado la necesidad de disponer de centrales con potencias elevadas que permiten afrontar a las puntas de consumo. A esta electricidad generada se le incrementa la tensión en las estaciones transformadoras elevadoras ubicadas a la salida de las centrales de generación, las cuales se conectan a la red de transporte.
- **Redes de transporte:** son las encargadas de unir las centrales con las redes de distribución, enlazando las centrales eléctricas con las subestaciones. Las líneas aéreas son las encargadas de realizar el transporte de energía en largas distancias y en alta tensión (220 y 400 kV). En España, Red Eléctrica de España (REE) es la empresa encargada de gestionar la red de transporte.
- **Subestaciones:** son esenciales para el funcionamiento del sistema eléctrico y cumplen tres funciones principales:

- Son centros de interconexión de todas las líneas entre sí.
- Son los centros de transformación que alimentan las líneas de distribución que llegan al consumo. El transformador reduce los valores de tensión a valores adecuados para el reparto de la energía eléctrica en las redes de distribución.
- Son los centros en los cuales se instalan los elementos de maniobra y protección del sistema.

Los tipos de subestaciones que podemos encontrar son los siguientes:

- Según su función:
 - De maniobra: interconecta dos o más circuitos a la misma tensión.
 - De transformación pura: transforma la tensión de un nivel superior a uno inferior.
 - De transformación/maniobra: transforma la tensión de un nivel superior a uno inferior, interconectando circuitos del mismo nivel de tensión.
 - De transformación/cambio del número de fases: alimenta redes con distinto número de fases.
 - De rectificación: alimenta una red de corriente continua.
- Según su emplazamiento (a la intemperie, de interior o blindadas)
- **Redes de distribución:** son redes eléctricas que suministran energía desde la subestación a los Centros de Transformación. Generalmente estas redes son líneas aéreas y, en núcleos urbanos, líneas subterráneas. En España, las empresas eléctricas son las que invierten en esta actividad, aunque con la liberación del mercado, las empresas distribuidoras no pueden ser las mismas encargadas de la comercialización.
- **Centros de transformación:** se encargan de la última transformación, reduciendo la media tensión de la red de distribución a valores de baja tensión.

Al generar y enviar la energía eléctrica a través de la red eléctrica se producen pérdidas en el proceso. La cantidad de energía que se pierde depende de factores como la extensión de las líneas, los puntos donde se ubiquen la generación y la demanda, características técnicas de los equipos, etc.

Este sistema eléctrico tiene que ser capaz de dar suministro de energía eléctrica a todos los consumidores, sin que se produzcan interrupciones en el suministro, por lo tanto, si ocurre algún fallo en el sistema, la interrupción del suministro de energía eléctrica debe durar lo menos posible y no debe afectar al resto del sistema.

Esta estructura de los sistemas eléctricos se encuentra actualmente en un proceso de cambio provocado por la introducción de pequeñas centrales de generación ubicadas cerca del consumo, conocida como generación distribuida. De esta forma, cada año, la producción de electricidad mediante instalaciones de generación distribuida está sustituyendo a la producida en las grandes centrales de generación. Sin embargo, con independencia de donde se produzca la electricidad, será necesaria una red eléctrica que conecte la generación con el consumo. (Energiaysociedad, 2014)

2.1.2. Necesidad de un cambio o renovación en el sistema eléctrico

Durante más de un siglo la red eléctrica ha cumplido su función de manera más que satisfactoria, pero, a medida que avanza la tecnología, ha ido creciendo la necesidad de consumo de energía en la sociedad. Esto provoca un aumento en la demanda y la necesidad de desarrollar las energías renovables.

Por otra parte existen problemas económicos, como el precio de los derechos de emisión de CO₂. Estos precios pueden estimarse mediante un estudio, el cual ya ha sido realizado por el instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE):

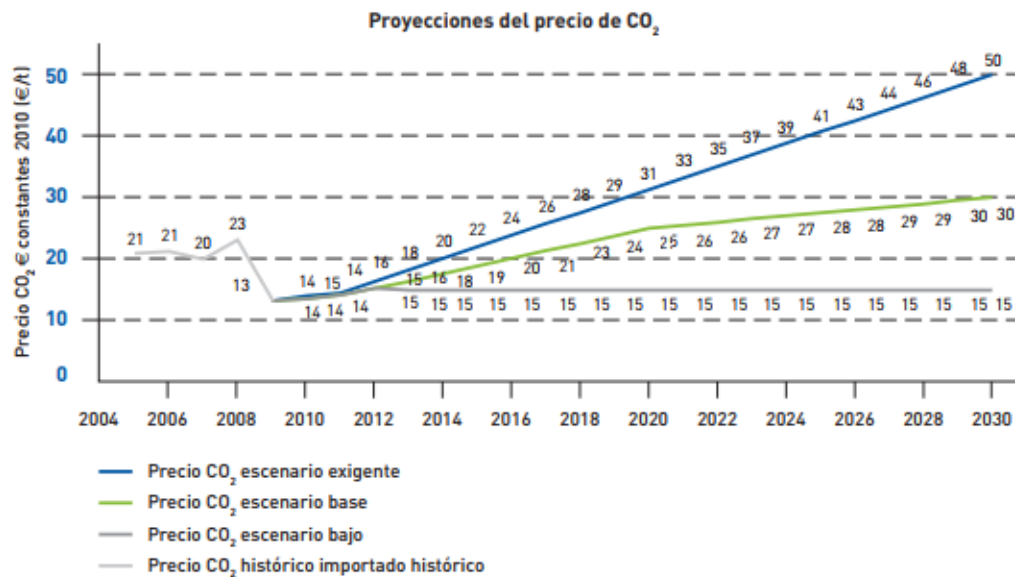


Ilustración 2.2. Proyecciones del precio del CO₂. (IDAE, 2011-2020)

En la ilustración 2.2 podemos ver las proyecciones del precio de CO₂ hasta 2030. Como se puede observar en el gráfico, se indica un aumento del precio de los derechos de emisión de CO₂.

Por otro lado, se debe tener en cuenta el coste de la generación de la energía. Según el informe publicado por la Agencia Internacional de Energía Renovable (Irena) “Los costes de generación de las energías renovables en 2014” (IRENA, 2015), los costes para generar energía a partir de fuentes de energía renovables se han igualado o son incluso más bajos que los costes de generación de los combustibles fósiles. El informe muestra como la biomasa, hidroeléctrica, energía geotérmica y energía eólica son muy competitivas en costos o más baratas que las instalaciones de carbón, petróleo y gas, aún sin un apoyo financiero que las respalde (Roca, 2015)

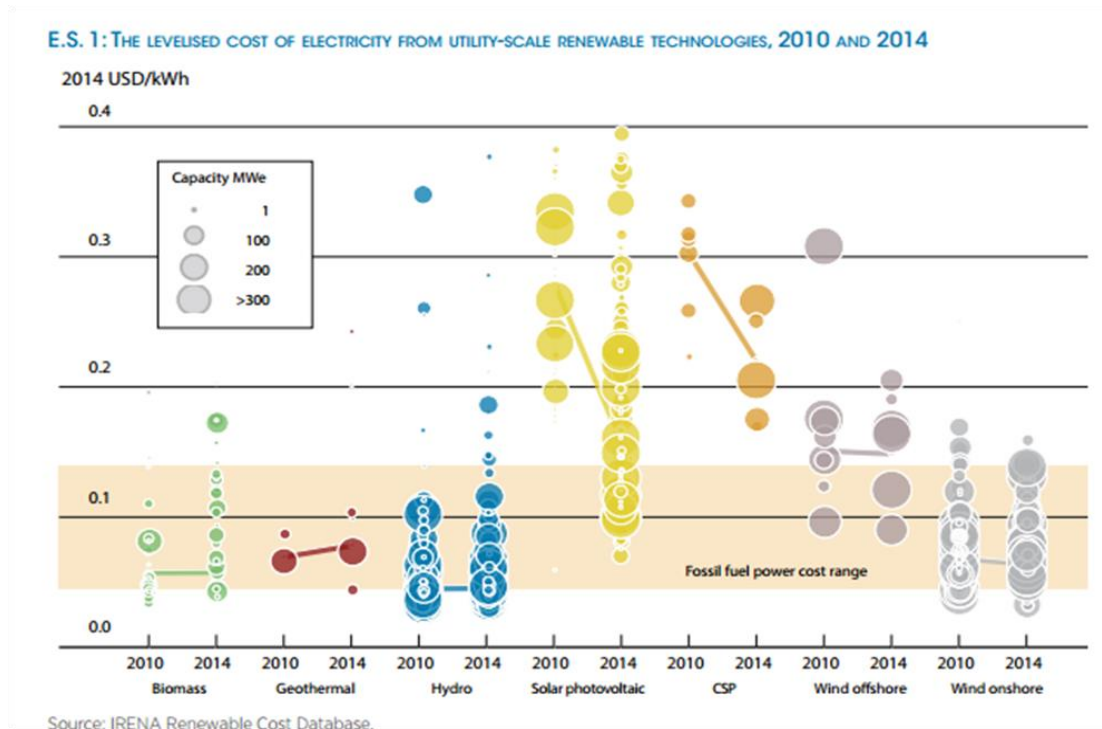


Ilustración 2.3. Coste de la electricidad obtenida de energías renovables a escala de servicios públicos. (Roca, 2015)

Otro factor a tener en cuenta es la fiabilidad de la energía, ya que habrá situaciones en las que se produzcan fallos en la red. Estos fallos generan apagones ocasionales, los cuales pueden provocar un efecto cascada si no se solucionan con urgencia.

En conclusión, existe la necesidad de una modernización de las redes de transporte y distribución. Esta modernización se basa en la integración de sistemas automáticos inteligentes, los cuales permiten un uso eficiente de la energía eléctrica generada, a través de una comunicación bidireccional entre el consumidor y la generación. Esto es posible gracias a los avances en el ámbito de las telecomunicaciones, sensores y procesadores mucho más potentes.

Todo esto conduce al concepto de Redes Eléctricas Inteligentes o Smart grids.

2.2. Smart Grids

2.2.1. Concepto de Smart Grid

Las smart Grids o redes eléctricas inteligentes pueden ser definidas, según Red Eléctrica de España, como una red que puede integrar de forma eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella, de tal forma que se asegure un sistema energético sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro (REE, 2016)

Las características de las Smart Grids se pueden resumir en:

- Robustecen y automatizan la red, garantizando así su calidad, fiabilidad y seguridad.
- Optimizan las capacidades de conexión de las energías renovables, minimizando su coste.
- Reducen el impacto medioambiental del sistema eléctrico.
- Gestionan de forma activa la demanda, permitiendo que los consumidores gestionen de manera eficiente sus consumos.
- Facilitan la conexión y mejoran el funcionamiento de generadores de cualquier tamaño, desarrollando así arquitecturas de generación descentralizadas.

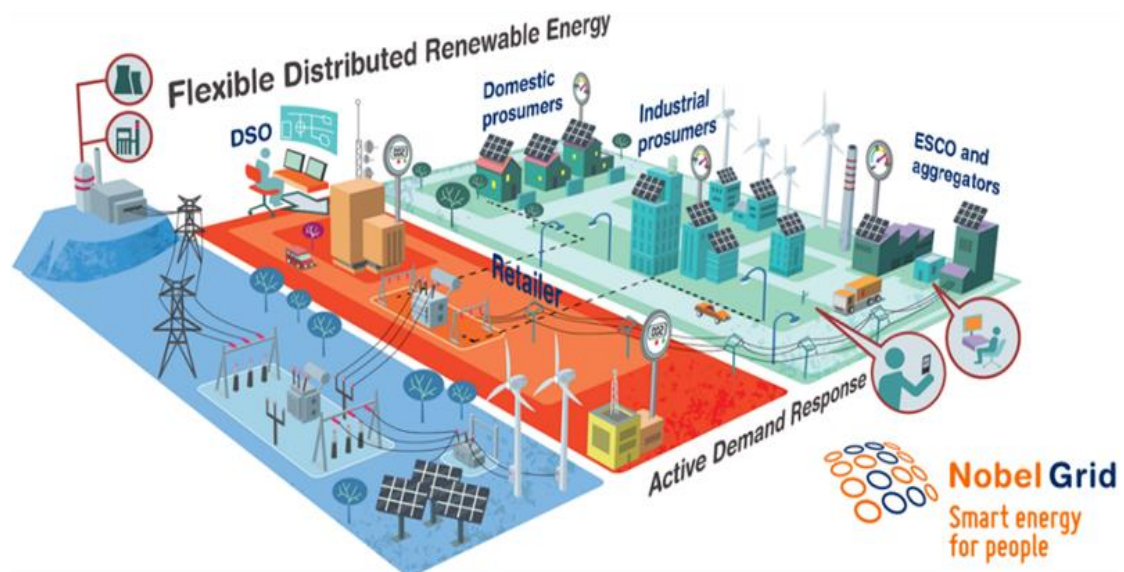


Ilustración 2.4. Esquema de una Smart Grid. (SMARTGRIDINFO, 2017)

2.2.2. Objetivos de las Smart Grids

Una Smart Grid se basa en el uso de sensores, comunicaciones, capacidad de computación y control, de forma que se mejora en todos los aspectos las funcionalidades del suministro eléctrico. Un sistema se convierte en inteligente adquiriendo datos, comunicando, procesando información y ejerciendo control mediante una realimentación que le permite ajustarse a las variaciones que puedan surgir en un funcionamiento real. Gracias a todas estas funcionalidades aplicadas a la red, es posible conseguir los siguientes objetivos: (Cárcel Carrasco, 2015)

- Robustecer y automatizar la red, mejorando su operación, los índices de calidad y las pérdidas en la misma.
- Optimizar la conexión de las zonas con fuentes de energía renovable, optimizando las capacidades de conexión y minimizando el coste de conexión de las mismas.
- Desarrollar arquitecturas de generación descentralizadas, permitiendo el funcionamiento de instalaciones de menor tamaño (generación distribuida) en armonía con el sistema.
- Mejorar la integración de la generación intermitente y de nuevas tecnologías de almacenamiento.
- Avanzar en el desarrollo del mercado de la electricidad, posibilitando nuevas funcionalidades y servicios a los comercializadores y a millones de consumidores en el mercado.
- Gestionar de forma activa la demanda, permitiendo que los consumidores gestionen de manera más eficiente sus consumos y mejorando la eficiencia energética.
- Posibilitar la penetración del vehículo eléctrico, acomodando estas nuevas cargas móviles y dispersas en la red, minimizando el desarrollo de nueva infraestructura y habilitando las funcionalidades de almacenamiento de energía que poseen.

2.2.3. Principales características de las Smart Grids

A continuación se va a representar en la tabla 2.1 las principales características que implementan las Smart Grids, realizando una comparación de dichas características con las equivalentes en la red eléctrica actual.

CARACTERÍSTICAS	RED ELÉCTRICA ACTUAL	RED INTELIGENTE
Automatización	Escasa existencia de elementos para la monitorización	Masiva integración de sensores, tecnologías de medición y automatización.
Inteligencia y control	Sistemas de control manuales	AMI (Infraestructura de medición avanzada)
Autoajuste	Protección de los dispositivos ante los fallos del sistema	Detección y respuesta automática a problemas en la distribución.
Actividad del consumidor	Desinformación general en los consumidores y no participan en la generación eléctrica.	El usuario participa entregando de nuevo a la red el exceso energético generado localmente
Gestión de la demanda	Inexistente	Se incorporan equipos electrónicos inteligentes que permiten ajustar la eficiencia energética, la demanda de la energía se genera a tiempo real.
Calidad eléctrica	Se resuelven cortes de suministro, ignorando los problemas de calidad eléctrica.	Identificación y resolución de problemas de calidad eléctrica para satisfacer los servicios de los consumidores.
Vehículos eléctricos	Se están empezando a introducir puntos de recarga eléctrica de los vehículos eléctricos.	Los vehículos eléctricos a través de la generación distribuida de las Smart grids, usando enchufes, se pueden cargar usando fuentes sostenibles o pueden inyectar energía a la red del hogar. Pasan a ser generadores de energía.
Generación y almacenamiento	Existen muchos obstáculos para interconectar recursos energéticos distribuidos	Gran cantidad de dispositivos generadores y de almacenamiento de energía que complementan a las grandes centrales generadoras.

Optimización del transporte eléctrico	Pérdidas energéticas por las infraestructuras antiguas y grandes distancias.	Los sistemas inteligentes de control permiten intercambios de energía entre los distintos dispositivos. Menores distancias, por lo tanto, menores pérdidas.
Mercados	Los mercados de venta al por mayor siguen trabajando para encontrar los mejores modelos de operación. No existe una buena integración entre estos.	Buena integración de los mercados al por mayor. Prósperos mercados al por menor.
Optimización de bienes y funcionamiento eficiente	Escasa integración de los datos de operación y la gestión de bienes.	Utilización de sensores para medir las condiciones de la red. Tecnologías integradas para la gestión de los bienes.

Tabla 2.1. Características de las Smart Grid y la Red eléctrica actual. (MINETAD, 2011)

2.2.4. Ventajas e inconvenientes de las Smart Grids

Al conocer las características mencionadas anteriormente sobre las Smart Grids podemos ver las principales ventajas que nos ofrecen: (Cárcel Carrasco, 2015)

- Sistemas de generación más eficientes y consecuentes con el medio ambiente.
- Evolución hacia la generación distribuida, ayudando a la utilización de las energías renovables y reduciendo las pérdidas de energía al tener los sistemas próximos al consumo.
- Autoconsumo con medición neta de energía en viviendas, pudiendo insertar a la red eléctrica la energía en exceso producida sin contraprestación económica para hacer uso de la misma en otro momento.
- Renovación tanto de equipos como de sistemas de generación y distribución. Aunque puede parecer un inconveniente, debido a la inversión económica que hay que realizar, es necesario para adecuar los equipos a las nuevas tecnologías para aportar los beneficios que nos proporciona las Smart Grids.

- Información actualizada al momento sobre la calidad y necesidad de la red.
- Reducción de pérdidas por transporte por la reducción de la distancia entre puntos de generación y consumidores.
- Desarrollo de equipos de almacenamiento – decrecimiento de demanda en horas punta.
- Estabilización de la curva de la demanda.
- Gestión activa de la demanda, concienciamiento del consumidor.
- Reducción de los precios de la electricidad.
- Optimización del sistema mediante puntos de control.
- Posibilidad de obtener beneficios a nivel usuario por venta de electricidad en el mercado diario debido al sistema bidireccional.
- Mayor integración de los vehículos eléctricos, los cuales podrán inyectar energía de sus baterías a la red para poder usarlo en caso de necesidad.
- Posibles incentivos económicos por parte de la administración.

A pesar de que las ventajas son numerosas, en el mundo de las ciudades tecnológicas existen una serie de inconvenientes muy asociados al aspecto tecnológico que pueden producir retrocesos en la expansión de la ciudad. Estos inconvenientes son: (Cárcel Carrasco, 2015)

- Inversión inicial elevada o largos plazos de recuperación de las inversiones.
- Falta de conciencia tecnológica por parte de las personas de edad más avanzada.
- Dificultades de las grandes empresas eléctricas para conseguir el mismo beneficio obtenido con el anterior sistema.
- Redefinición de las tarifas eléctricas.
- Cambios en la ejecución de edificios o intervenciones en futuras rehabilitaciones, es decir, adecuarse a la nueva normativa.
- Inquietud por la seguridad y protección de datos. El nuevo sistema analizará las tendencias de consumo de cada usuario.

2.2.5. Agentes involucrados

Cada vez es mayor el número de agentes implicados en el futuro de las Smart Grids, en el cual cada agente colaborará para dar forma al sistema de las Redes Inteligentes. (MINETAD, 2011)

- **Usuarios:** Los usuarios se convertirán en agentes activos, capaces de poder conectar la generación energética individual a la red, con el fin de poder vender el excedente energético generado. Otro beneficio que obtendrán los usuarios será la tarificación en tiempo real y la libertad para elegir los suministradores eléctricos.
- **Compañías de redes eléctricas y servicios energéticos:** Serán las responsables de garantizar el cumplimiento de los requisitos demandados de una forma eficiente y con un coste ajustado a cada consumidor. Por otro lado, también serán las encargadas de instalar las mejoras en las redes y en los hogares.
- **Investigadores y Desarrolladores:** Será necesario realizar una fuerte inversión en investigación aplicada a la demanda y la generación, así como en las tecnologías necesarias para realizar la implementación de la red de telecomunicaciones que sustente la transferencia de datos necesaria para la monitorización y el control de la red.
- **Operadores:** Los clientes se beneficiarán de la oportunidad de poder elegir el proveedor de energía que mejor se adapte a sus necesidades, gracias al libre comercio.
- **Generadores:** Será importante fomentar la participación de agentes que puedan aportar energía a la red, facilitándoles el acceso tanto a nivel tecnológico, como normativo.
- **Reguladores:** El mercado energético europeo y los servicios relacionados, deben ser apoyados por un marco regulador claro y estable, con normas bien establecidas en toda Europa.
- **Agentes gubernamentales:** Los gobiernos tendrán que preparar una nueva legislación que se encargue de regir todos los aspectos y trámites relacionados.

En la ilustración 2.5 se muestra un esquema con los diferentes agentes involucrados en las Smart Grids.

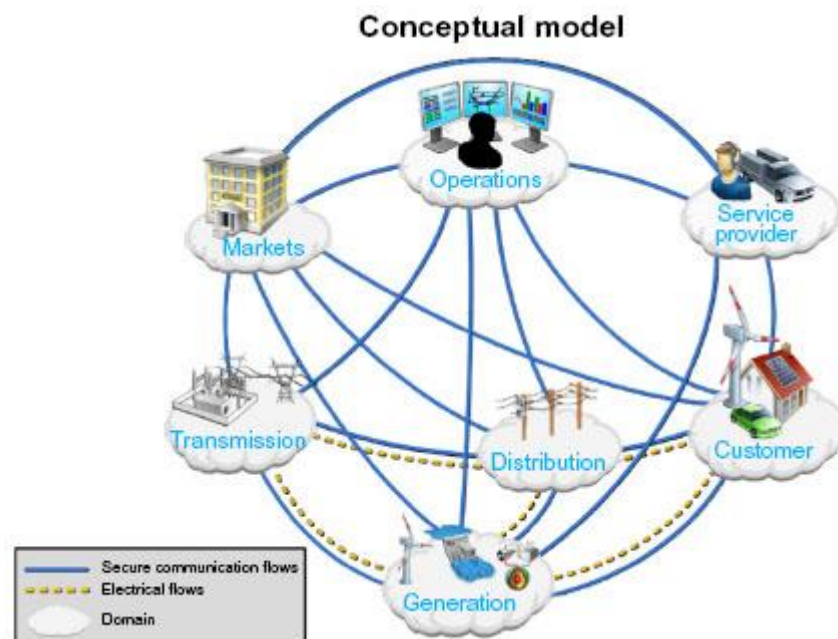


Ilustración 2.5. Esquema conceptual de los agentes involucrados en las Smart Grids. (Markovic D., 2014)

2.3. Arquitectura y componentes de las Smart Grids

Las Smart Grids utilizan tecnologías avanzadas para la sensorización y adquisición de datos, métodos de control y comunicaciones en la red eléctrica, por lo que su arquitectura deberá componerse de una Infraestructura de Medida Avanzada (AMI), una infraestructura de la red inteligente y sus controles (Grid Intelligence) y una gestión inteligente de los datos (Utility IT).

Por otro lado, las Smart Grids están compuestas por un conjunto de micro-redes o “Microgrids”, las cuales son coordinadas e interconectadas entre sí.

Todo lo mencionado es soportado por una serie de tecnologías, de las cuales se hablará en apartados posteriores.

2.3.1. Infraestructura de Medida Avanzada (AMI)

Desde el principio del siglo XXI, las compañías eléctricas han modernizado la gestión de demanda y el consumo de la electricidad. Debido a ello, ha sido necesario

crear una infraestructura de medida avanzada (AMI) que es soportada en una red de comunicaciones.

La base de esta modificación de la red eléctrica surge con la comunicación COM (2006) 786 “On a European Programme for Critical Infrastructure Protection” de la Comisión Europea, donde se definen los aspectos principales del programa europeo de protección de infraestructuras críticas (EPCIP, European Programme for Critical Infrastructures Protection); y tiene su punto álgido con la publicación, también por la Comisión Europea, de la comunicación COM (2011) 202 “Smart Grids: from innovation to deployment. (INCIBE, 2017)

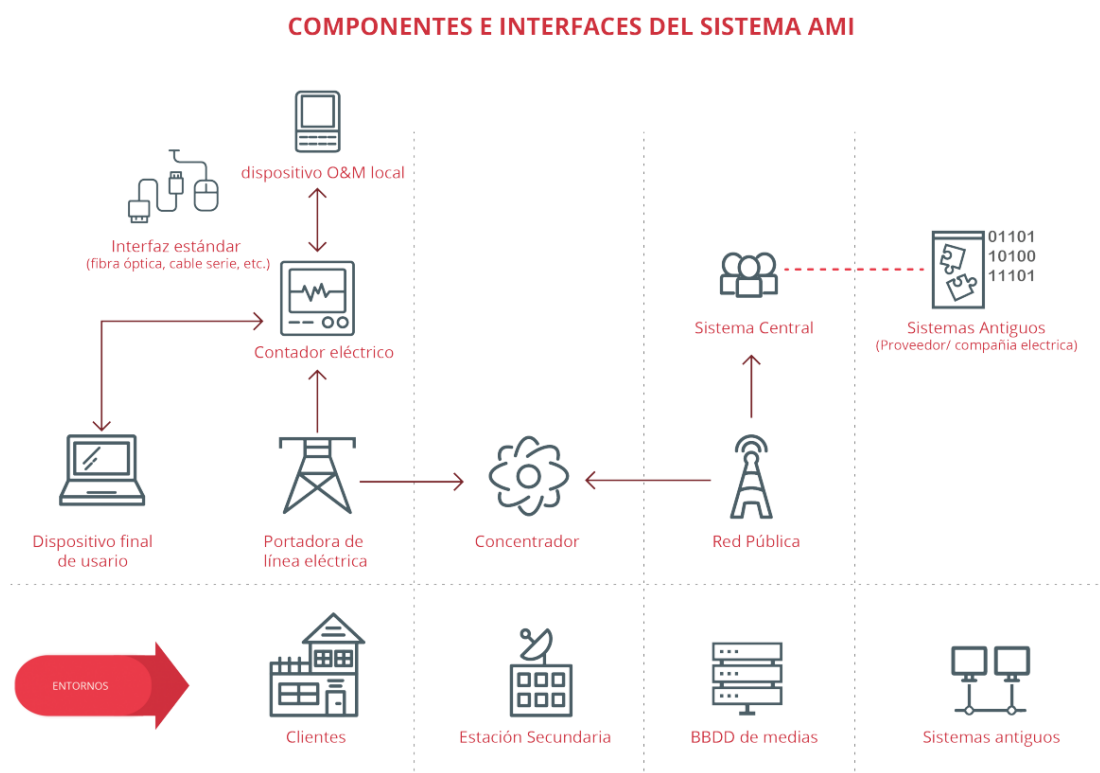


Ilustración 2.6. Componentes e interfaces del Sistema AMI. (INCIBE, 2017)

La infraestructura de medición avanzada incorpora los consumidores al sistema eléctrico por medio del despliegue de nuevas redes de comunicaciones y sistemas de base de datos, y proporcionará beneficios importantes tanto a las compañías eléctricas como a los consumidores. AMI consiste en un sistema de comunicación bidireccional que involucra medidores inteligentes y otros dispositivos de gestión de la energía. Esto permite a las empresas responder más rápidamente a los problemas, los servicios de conexión/desconexión y comunicar en tiempo real los precios de la

electricidad. Las señales de los precios proporcionan a los consumidores incentivos financieros para reducir su consumo de electricidad. (Díaz Andrade, 2011)

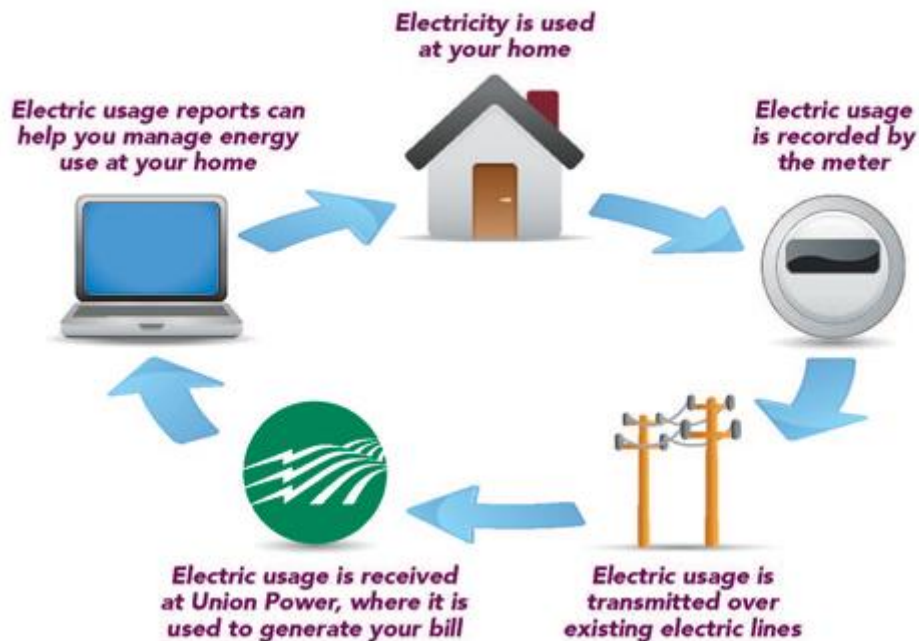


Ilustración 2.7. Esquema del funcionamiento de un sistema AMI. (UNIONPOWER, 2016)

2.3.2. Infraestructura de la red y sus controles (Grid Intelligence)

Las infraestructuras para las redes de telecomunicaciones y de energía eléctrica se han desplegado por separado y de forma independiente durante el siglo pasado. No obstante, los últimos avances hacen posible la construcción de una red común para la Energía y las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TICs). Ésta red común utilizará cables de cobres para la energía eléctrica y fibras ópticas para las telecomunicaciones.

En la ilustración 2.8 se muestra un esquema de la infraestructura general de una Smart Grid.

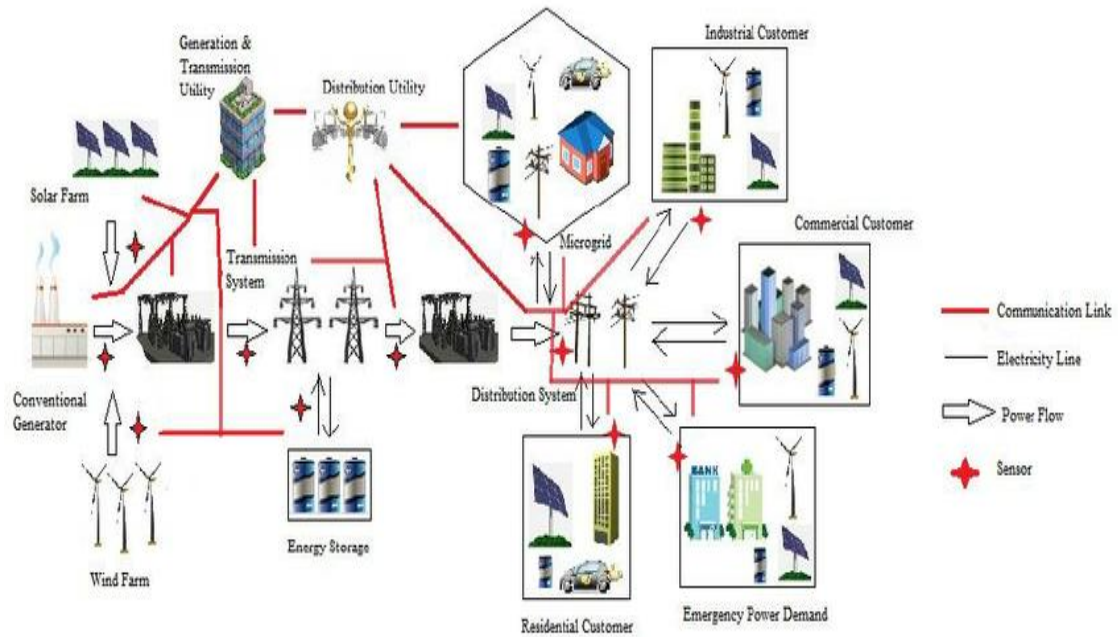


Ilustración 2.8. Infraestructura general de una Smart Grid. (Jamal, 2012)

La actual tecnología de control de las redes inteligentes se basa en el control de potencia por medio de sistemas de información digitales que se comunican a través de internet con los proveedores de energía eléctrica. Este modelo usa dos infraestructuras separadas e independientes, Smart Grid e Internet, interconectadas mediante firewalls para controlar la seguridad. Ésto lo podemos observar en la ilustración 2.9. (FENERCOM, 2011)

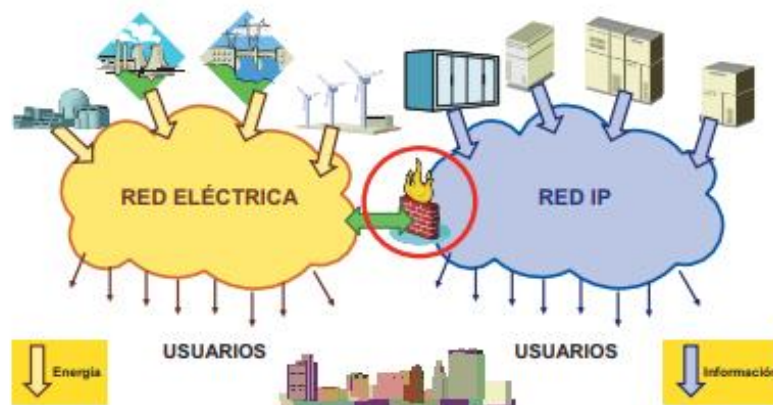


Ilustración 2.9. Infraestructuras separadas en las Smart Grid. (FENERCOM, 2011)

“Red Inteligente”

Una sola infraestructura de Red de Energía y Comunicaciones, “Inherentemente segura”, y tres órdenes de magnitud más eficiente que IP

(Universal Ethernet)

Energía e información

2.3.3. Gestión inteligente de datos (Utility IT)

- Sistema de Gestión de apagones (OMS)
- Sistema de Información Geográfica (SIG)
- Sistema de Información al Consumidor (CIS)
- Sistema de Gestión de la Distribución (DMS)

24

2.3.4. Micro-redes inteligentes

Una Micro-red inteligente puede definirse como un grupo de cargas y generadores de tamaño reducido que puede actuar como un sistema único o conectarse a la red principal y exportar o importar energía eléctrica.

La micro-red cuenta con una generación local en forma de generación distribuida. Por lo tanto, si existe una falta en la red de distribución, la micro-red puede aislarse de la red principal y satisfacer la demanda crítica mediante los generadores instalados; una vez solucionada la falta, la micro-red podría volver a conectarse a la red principal.

En las micro-redes debe existir una coexistencia de generación y consumo a un mismo nivel, la cual requiere de un sistema de control que garantice un balance energético en la micro-red, junto con la tecnología necesaria para almacenar la energía.

El algoritmo de control primario más utilizado en las micro-redes es el denominado “droop control”, el cual utiliza las capacidades de la electrónica de potencia para simular el estatismo de una máquina sincrónica y reduce o incrementa la frecuencia generada de acuerdo a un aumento o disminución de carga, respectivamente. Cada generador cuenta con una curva de control droop que indica cuánto disminuirá su frecuencia ante aumentos de carga, como se muestra en la ilustración 2.11. Al emplear la frecuencia como indicador de la demanda presente en el sistema, este esquema de control permite compartir potencia ante variaciones de carga de una manera rápida y sin requerir un sistema de comunicación explícito. (ELECTROINDUSTRIA, 2015)

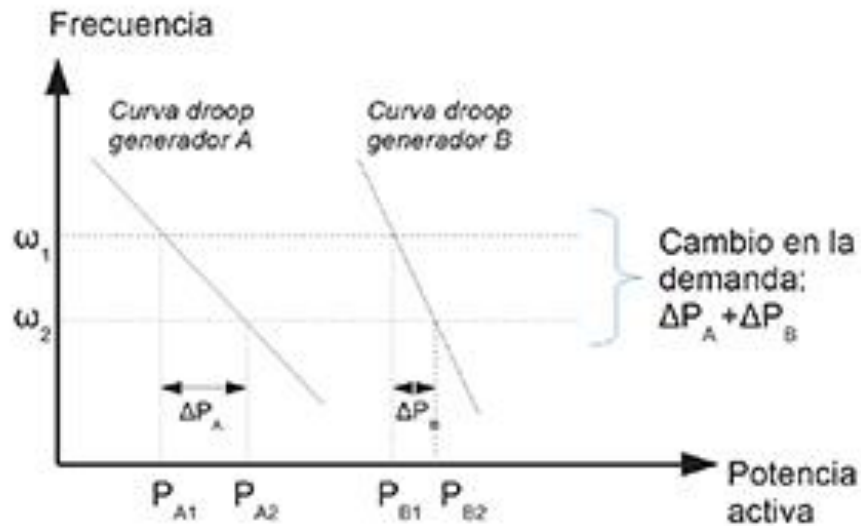


Ilustración 2.11. Ejemplo de operación droop ante un cambio de demanda. (ELECTROINDUSTRIA, 2015)

El control secundario en una micro-red, denominado Sistema de Gestión de Energía (EMS), se encarga del despacho económico de las unidades de generación y asegura un balance energético a mediano plazo. En la figura 2.12 se muestra cómo este control secundario interactúa con los controladores primarios de las unidades. (ELECTROINDUSTRIA, 2015)

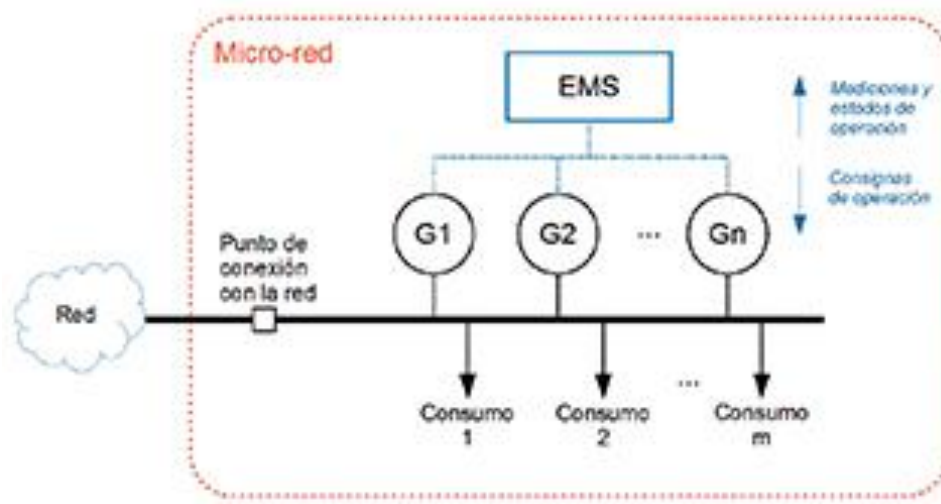


Ilustración 2.12. Micro-red con Sistema EMS (ELECTROINDUSTRIA, 2015)

Las micro-redes pueden ser una gran ventaja tanto para zonas urbanas como rurales.

- En el caso de zonas rurales, una micro-red sería una gran solución alternativa de electrificación que lleva electricidad por primera vez a una localidad remota. Si a esa localidad llegara un punto de conexión con la red en un futuro, esta micro-red podría funcionar conectándose a la red. Los sistemas de control y los sistemas de almacenamiento de energía aprovecharían las fuentes locales de energía renovable para un desarrollo más sostenible de la comunidad.
- En el caso de las zonas urbanas, las cuales ya cuentan con puntos de conexión con la red, la micro-red sería una solución de eficiencia energética, calidad de la energía y seguridad.
 - (a) La eficiencia energética se mejora con el EMS, el cual juega un papel fundamental en aspectos como pérdidas del sistema, operación eficiente de cogeneración y maximización de vida útil de los equipos.
 - (b) La calidad de la energía se puede mejorar con la introducción de la electrónica de potencia, generación local y almacenamiento, mejorando índices de contenido armónico, huecos de tensión, interrupciones de suministro, etc.
 - (c) La seguridad del sistema aumenta, ya que si se producen fallos en el sistema interconectado, la micro-red funciona como un gran sistema de respaldo, permitiendo así que consumos críticos sigan siendo suministrados.

2.3.5. Tecnologías implicadas en la Smart Grid.

- **Energía distribuida**

La energía distribuida se basa en la generación y gestión de energía eléctrica de forma descentralizada, cerca de su lugar de consumo, por medio de fuentes de generación de energía renovable. La instalación de

estas fuentes de generación pueden ser de tres tipos dependiendo de su complejidad: (Coinciencia Eco, 2018)

- **Generación distribuida:** El usuario mantiene su conexión a la red principal, la cual utiliza en los casos en los que no hay disponibilidad de generación debido a la intermitencia natural de las fuentes renovables. La energía generada puede ser utilizada para autoconsumo o para ser vertida a la red principal.
 - **Generación distribuida + Integración de sistemas de almacenamiento:** Al nivel mencionado anteriormente se le añade un sistema de almacenamiento de electricidad. De esta forma se puede reducir la dependencia de la red gestionando el excedente de energía almacenándola para un uso posterior.
 - **Instalación off-Grid:** El usuario no se conecta a la red principal, por lo que toda la energía que consume proviene de las fuentes renovables. Estas instalaciones requieren un sistema de almacenamiento, así como un sistema capaz de garantizar la estabilidad y operatividad de la red (Micro-redes).
-
- **Contadores inteligentes**



Ilustración 2.13. Contador inteligente. (G., 2014)

Debido a la implantación de los contadores inteligentes en la red es posible obtener y enviar información a los centros de control y

procesamiento. Estos contadores pueden dividirse en dos grupos según las funcionalidades o servicios que aporte: (FUNSEAM, 2013)

- Contadores AMR (Automatic Meter Reading): Son los contadores habilitados para la telemedida. El contador es un elemento pasivo con una comunicación unidireccional, permitiendo sólo leer la energía de manera remota a la compañía distribuidora.
- Contadores AMI (Advanced Metering Infrastructure): Son los contadores habilitados para la telegestión. El contador puede ser leído y gestionado de manera remota mediante comunicación bidireccional.

Con la introducción de estos nuevos contadores, se crean servicios como la gestión remota de los equipos, monitorización de la calidad de onda y cambios remotos de la potencia contratada.

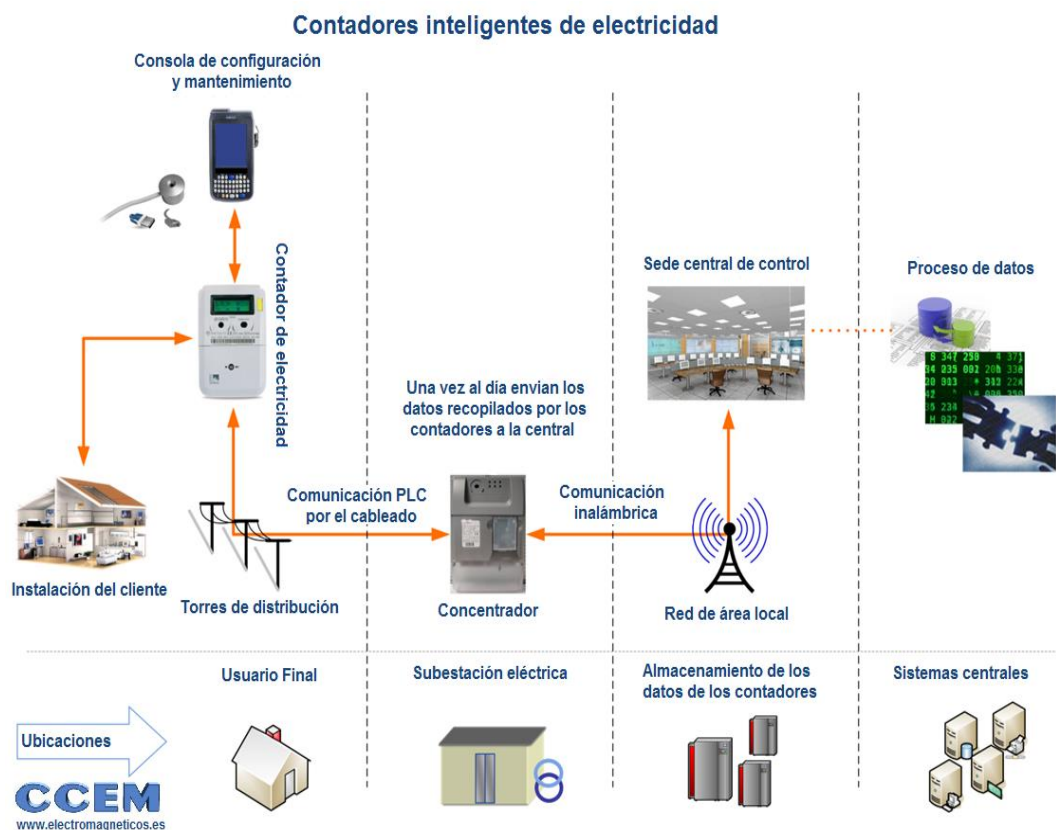


Ilustración 2.14. Contadores inteligentes de electricidad. (Grupo BIOMIX, 2014)

- **TICs. Tecnologías de información y comunicaciones**

Las tecnologías de la información y la comunicación hacen posible la explotación de redes eléctricas modernas. Estas tecnologías suponen un sistema de comunicación seguro entre las instalaciones de producción de las redes eléctricas, los consumidores de electricidad y los dispositivos.

En una Smart Grid se precisa de una infraestructura que sea capaz de intercambiar continuamente información, por lo que se necesita de estándares de comunicación que definan un lenguaje común para facilitar el intercambio de datos y asegurar la interconexión de los equipos.

Al transmitir los datos, se necesita tratarlos para transformarlos en información automáticamente. Para ello, se hace uso de herramientas que utilicen dicha información para mejorar la eficiencia y el servicio.

- **Sensores**

Los sensores son una parte esencial de la infraestructura de la Smart Grid. Son capaces de detectar magnitudes físicas, convertirlas en señales eléctricas que, al transmitirlas y almacenarlas, se convierten en datos para tratarlos y suministrar la información sobre el estado de la red a las herramientas que hacen de la red eléctrica ser "inteligente".

Los sensores de la red inteligente se pueden usar para monitorizar las condiciones climáticas y la temperatura de la línea eléctrica, que luego se pueden usar para calcular la capacidad de carga de la línea. Este proceso se denomina calificación dinámica de la línea y permite a las compañías eléctricas aumentar el flujo de potencia de las líneas de transmisión existentes. Estos sensores también se pueden utilizar de manera local para aumentar la eficiencia energética. (Rouse, 2017)

En la red de transporte y distribución, los sincrofasores (Phasor Measurement Units, PMU) son los más destacados. Estos sensores permiten medir las ondas de la red eléctrica y poner medidas en una misma base. Estas mediciones permiten sincronizar las medidas de diferentes

ubicaciones y comparar las de diferentes puntos de la red en tiempo real. El uso de sincrofasores favorece la implementación de la telesupervisión y la automatización en la red. (FUNSEAM, 2013)



Ilustración 2.15. PMU sensor (ADVANCEDGRIDS, 2011)

- **Sistemas de almacenamiento de energía**

La red eléctrica es sustentada por el firme equilibrio entre la generación y la demanda de la energía eléctrica. Los consumidores no consumen constantemente la misma energía, por lo que se utilizan predicciones sobre la demanda y, en base a estas, se programa la generación necesaria en todo momento.

Al integrar los generadores con fuentes de energía renovables en las Smart Grids se produce una incertidumbre en la programación de la generación, ya que la fluctuación en su producción afecta a la generación controlable. Todo esto hace que se complique depender solo de estas fuentes como sistema de generación, por lo que será necesario depender de fuentes que cubran la demanda en los periodos en los que sea imposible la generación de energía a partir de fuentes renovables. Ante esta situación, se puede considerar el almacenamiento de energía como una solución flexible para las Smart Grids.

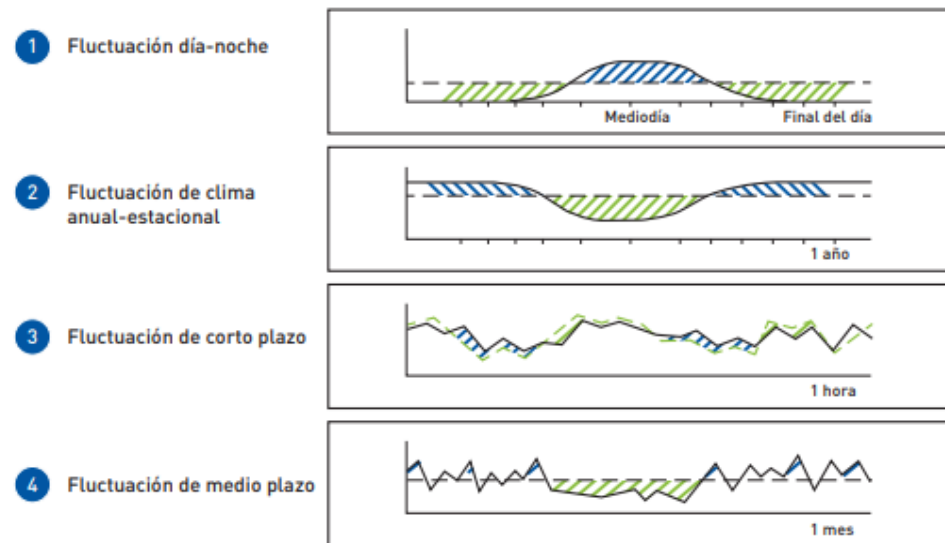


Ilustración 2.16. Fluctuaciones en la generación. (IDAE, 2011-2020)

Los beneficios esperados del almacenamiento de energía a gran escala para la red eléctrica abarcan un incremento de la eficiencia en la red de transporte y distribución, la mejora de la fiabilidad del sistema, y una reducción de los picos de generación. Además, el uso de sistemas de almacenamiento en combinación con energías renovables puede potenciar la penetración de generación distribuida, mitigando su variabilidad y aumentando la disponibilidad de energía procedente de fuentes renovables. (FUNSEAM, 2013)

Las tecnologías de almacenamiento en desarrollo se basan en principios mecánicos, térmicos, electroquímicos y se clasifican en un conjunto de diez tipos:

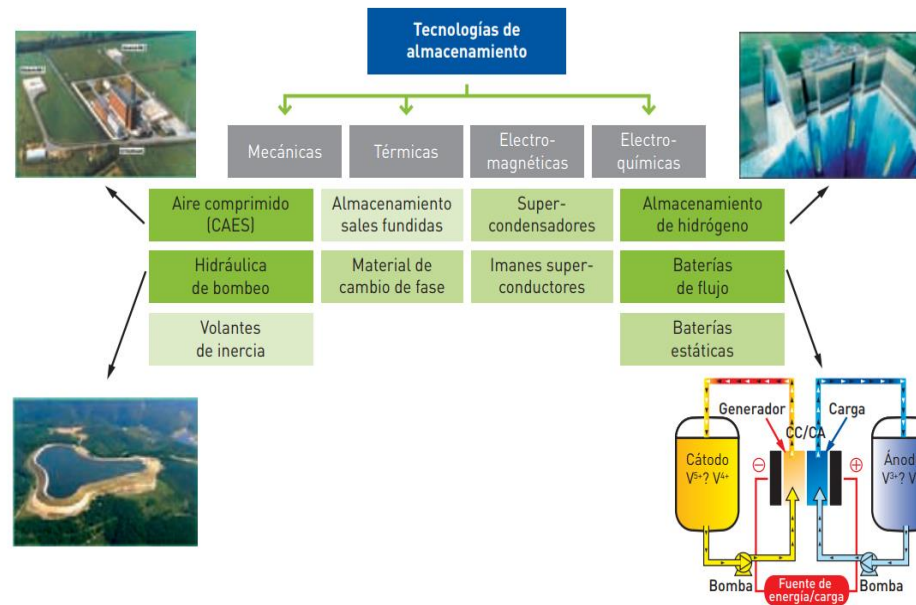


Ilustración 2.17. Diferentes tecnologías de almacenamiento de energía. (IDAE, 2011-2020)

- Tecnologías de almacenamiento en base a principios mecánicos:
 - **Aire comprimido (CAES):** Se basa en almacenar energía por aire comprimido. Se aprovechan las horas valle de demanda eléctrica para desviar la producción sobrante a una central de compresión de aire y se introduce en una caverna subterránea. Si la caverna alcanza su máxima capacidad, se cambia el sentido del flujo, extrayendo el aire comprimido y utilizarlo para producir energía eléctrica.
 - **Hidráulica de bombeo:** Se basa en almacenar energía mediante el bombeo de agua desde un embalse inferior hasta un embalse superior. Este bombeo se da en las horas valle, de esta forma se utiliza la energía sobrante para hacer funcionar la turbina y así subir el agua y almacenar la energía. En periodos de mayor demanda, se baja el agua hacia el embalse inferior alimentando una turbina que genera energía.
 - **Volantes de inercia:** Es un elemento rotatorio capaz de almacenar energía cinética gracias a la inercia generada en su movimiento. Empleando energía eléctrica para propulsar un disco metálico, éste genera energía cinética al girar y la almacena, pudiendo utilizarse

como electricidad cuando se requiera. A mayor velocidad de giro mayor cantidad de energía se podrá almacenar.

- Tecnologías de almacenamiento en base a principios térmicos:
 - **Sales fundidas:** Unas instalaciones en las que se utilizan estas sales consisten en un gran conjunto de espejos giratorios que siguen el curso del sol concentrando su luz en una torre, formada por un depósito metálico repleto de sales, ubicado en un punto central. Al superarse la temperatura de 565 °C en el interior de la torre las sales se funden y fluyen por las tuberías hasta alcanzar un depósito aislado térmicamente. Estas sales fundidas se ceden a un intercambiador de calor, donde se cede la alta temperatura al agua generando vapor para mover una turbina. Una vez que las sales ceden el calor al agua, se las devuelve frías a un segundo depósito donde más tarde volverán a la torre central para iniciar el ciclo de nuevo.
 - **Materiales de cambio de fase:** Se basa en el aprovechamiento del calor latente de cambio de fase de materiales adecuados para luego disponer de esa energía de acuerdo a la demanda
- Tecnologías de almacenamiento en base a principios electromagnéticos:
 - **Supercondensadores:** Consisten en grandes placas conductoras separadas por material dieléctrico que, sometidos a una diferencia de potencial, adquieren carga eléctrica. De esta forma almacena energía en forma de campo eléctrico.
 - **Imanes superconductores:** A través de la circulación de corriente continua a través de bobinas superconductoras, se crea un campo electromagnético. La energía en forma de campo electromagnético es almacenada mediante esta tecnología.
- Tecnologías de almacenamiento en base a principios electroquímicos:

- **Hidrógeno:** Aunque la mayoría de las investigaciones para almacenar el hidrógeno se enfocan en la industria automotriz, tiene potencial para el uso en plantas de energía solar y eólica. Para lograr dicho objetivo se estudian la optimización de diferentes métodos, principalmente en compuestos químicos que presenten capacidad de almacenamiento y liberación de hidrógeno, ya sea mediante enlaces químicos o por fisisorción.
- **Baterías de flujo:** es un dispositivo de almacenamiento electroquímico que permite convertir la energía eléctrica y almacenarla como energía química, e invertir el proceso de forma controlada cuando sea necesario.

- **Vehículo eléctrico**

En los últimos años el vehículo eléctrico se ha convertido en una gran alternativa de movilidad de energía limpia. Su despliegue ha crecido notablemente debido al avance en el desarrollo de nuevas tecnologías aplicadas a sus sistemas.

En la actualidad podemos encontrar hasta tres tipos de recarga que utilizan los vehículos eléctricos, desde el tipo de carga lenta, ideal para recargar en garajes durante la noche, hasta la carga rápida, ideal para cargar la batería en menos de una hora: (Electromovilidad, 2018)

- Recarga vinculada o carga lenta: La soportan todos los vehículos eléctricos del mercado. Se trata de conectar el coche a cualquier enchufe "doméstico, donde se producirá una carga con corriente alterna monofásica a 230 V, 16 A y 3,6 kW de potencia máxima. El tiempo de carga se estima entre 5 y 8 horas. Este tipo de recarga tiene una variante que utiliza alterna trifásica a 400 V y 16 A, con 11 kW de potencia máxima, que deja cargas completas en 3 horas.
- Recarga de oportunidad o carga semi-rápida: Está poco extendida actualmente. Es alimentada a través de una corriente monofásica de 230 V, 32 A y 14 kW, con un tiempo de carga completa de 3 horas. Su variante con corriente alterna trifásica de 400 V, 63 A y 43 kW consigue

recargar la batería en 30 minutos. Este tipo de carga se enfoca en zonas públicas como la vía pública o aparcamientos de centros comerciales.

- Recarga rápida: Esta recarga está destinada a estaciones de servicios que ofertan recarga eléctrica, conocidas como “electrolineras”. Su instalación eléctrica es compleja, puesto que necesita corriente continua de 600 V y 400 A, llegando a los 240 kW, permitiendo cargar la batería en un intervalo de 5 a 30 minutos. Su variante de corriente alterna de 500 V, 250 A y 220 kW, alcanza tiempos de carga de 10 minutos.

Debido a la necesidad del almacenamiento para atender los picos de demanda e incrementar la introducción de renovables, cabe destacar la importancia del vehículo eléctrico como herramienta para gestionar la demanda, estabilizar las redes eléctricas y aportar al consumidor servicios que impactan directamente en la reducción de sus costes energéticos.

La tecnología utilizada para la introducción del vehículo eléctrico dentro de las Smart Grids es la tecnología V2G (Vehicle to Grid), además de sus variantes V2B (Vehicle to Building) y V2H (Vehicle to Home).

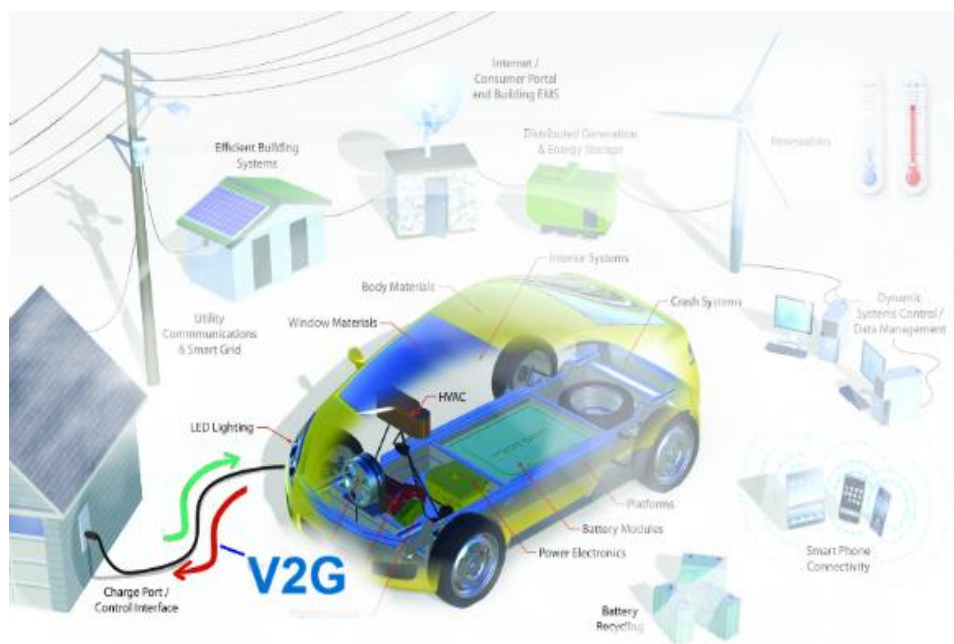


Ilustración 2.18. Tecnología V2G (Fernandez, 2016)

La tecnología V2G permite que la energía circule de la red al vehículo eléctrico y viceversa. De esta forma, la energía que se almacena en el vehículo pueda ser transmitida a la red eléctrica. Esta transmisión de energía eléctrica puede tener varios objetivos: (Fernandez, 2016)

- En cuanto al objetivo económico, se persigue vender electricidad en horas pico y comprarla en horas valle, obteniendo así un beneficio económico.
- Marcando como objetivo la regulación de la red, debido al considerable número de vehículos eléctricos en una red, la energía almacenada en esos vehículos se puede utilizar para realizar servicios auxiliares en la red. Un ejemplo de un servicio auxiliar puede ser la regulación de frecuencia.
- La integración de renovables también se marca como objetivo con esta tecnología, ya que gracias a ella se pueden cargar los vehículos con excesos de energías renovables, para luego descargar la energía en horas pico donde se produce más generación convencional.

La tecnología V2G tiene dos variantes mencionadas anteriormente. Estas variantes dependen de su destino donde se aplique esta tecnología, ya sea en viviendas, o en edificios o industrias.

- La tecnología V2H se destina específicamente en viviendas. El vehículo se utiliza como un sistema de almacenamiento eléctrico, posibilitando así la actuación del coche como fuente de alimentación de la vivienda, a modo de apoyo o para reducir costes en la factura de la luz, o como generador de emergencia.
- La tecnología V2B se destina a edificios o industrias. Una flota de vehículos eléctricos se conectan a un mismo edificio, por lo que se pueden utilizar como fuente de alimentación con los mismos objetivos que la tecnología V2H.

El principal inconveniente de esta tecnología es la degradación de las baterías de los vehículos eléctricos, ya que se produce un alto número de

cargas y descargas. Esto supondría un inconveniente en la rentabilidad del sistema.

El precio de las baterías baja a un ritmo muy rápido cada año, pero aún es una tecnología cara, por lo que es complicado encontrarle rentabilidad. Según el estudio de Plug In America "EV Battery Amortization Costs and Vehicle To Grid" (Saxton, 2015) se llega a la conclusión de que los usuarios de vehículos eléctricos deben obtener una cuantía de entre 0,16 €/kWh y 0,34 €/kWh por la energía que mandan a la red para obtener rentabilidad en el uso de esta tecnología.

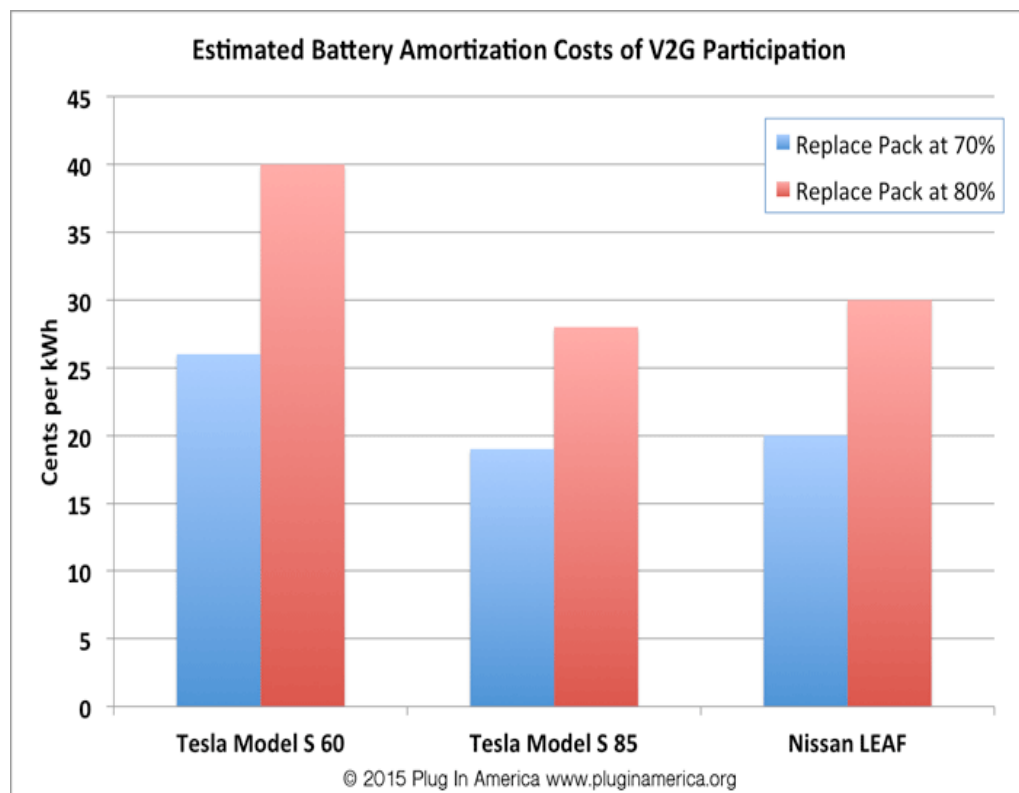


Ilustración 2.19. Precio necesario para la amortización de las baterías de un coche eléctrico participante en la tecnología V2G (Saxton, 2015)

Otro gran inconveniente de esta tecnología V2G es conseguir el consentimiento, por parte de los usuarios, para que el operador del sistema gestione el flujo de energía del vehículo. Para poder realizar esta tarea, la compañía debe saber en todo momento si el coche se encuentra conectado, así como el estado de carga de la batería. Esto puede ser un problema en la privacidad de los usuarios.

En conclusión, la tecnología V2G tiene un gran potencial en las redes inteligentes, pero aún se necesita trabajar en la regulación y en concienciar a la sociedad, además de reducir costes.

- **Electrónica de potencia**

La electrónica de potencia se puede definir como "sistemas electrónicos de conversión de energía o procesadores estáticos de energía eléctrica" (E. Ballester, 2011). El uso de estos sistemas consiguen que la red eléctrica evolucione y se convierta en una red más inteligente. Esto se consigue mediante el aprovechamiento de dispositivos FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems), HVDC (High Voltage Direct Current), en redes de distribución o transmisión, o la instalación de convertidores de potencia en plantas de generación eólica y solar, para vehículos eléctricos.

La red eléctrica necesita entregar potencia a elementos que requieren una máxima calidad de red. Tradicionalmente, para lograr esto, se hacía frente a los problemas de flujos mediante la inversión en nuevas líneas eléctricas. No obstante, esta solución implica grandes costes, limitaciones de presupuesto o permisos medioambientales. Una alternativa para solucionar esto son los dispositivos FACTS. (Rodríguez, 2014)

Los dispositivos FACTS o Sistemas de Transmisión Flexibles de Corriente Alterna son un conjunto de equipos capaces de controlar el flujo de potencia o variar características de la red, regulando así la transmisión de la corriente alterna. El propósito de los FACTS es dar flexibilidad a la transmisión de energía mediante dos objetivos principales: (Pérez, 2014)

- Mantener el flujo en toda la red para que se ajusten a distintas condiciones operativas.
- Incrementar la capacidad de transferencia de potencia en los sistemas de transmisión.

Estos objetivos permiten mejorar la eficiencia debido a: (Pérez, 2014)

- Un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigidos a través de rutas predeterminadas.
- La operación con niveles de carga seguros, sin sobrecargas.
- Mayor capacidad de transferencia de potencia entre áreas controladas, por lo que el margen de reserva en generación puede reducirse notablemente.
- Prevención de salidas de servicio en cascada, por lo que se limita el efecto de fallas en el sistema.
- El amortiguamiento de oscilaciones del sistema de potencia que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible.

Las tecnologías FACTS más utilizadas, son los sistemas STATCOM (Static Synchronous Compensator) o Compensador Estático Síncrono y los sistemas SVC (Static Var Compensator) o Compensador Estático de Reactiva. Aunque la naturaleza de su aplicación es similar, su electrónica es diferente, siendo los SVCs tiristores y los STATCOM transistores.

- **SVC:** controla la tensión para aumentar la calidad del suministro. Mitigan la aparición de *flickers* y, desde el lado del transporte, mejoran la capacidad de transporte y la estabilidad de las líneas.

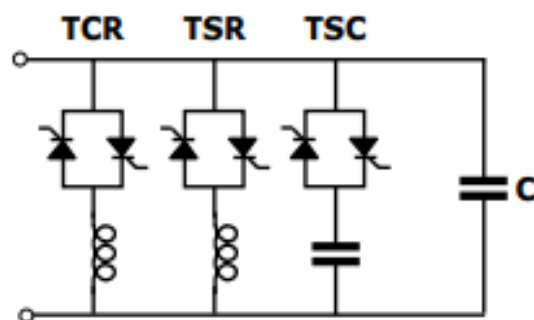


Ilustración 2.20. Esquema simplificado de un SVC (Carrillo, 2003)

- **STATCOM:** controla la corriente de salida, capacitiva o inductiva, de forma independiente a la tensión del sistema. El suministro de potencia reactiva no se ve influenciado por las tensiones bajas presentes en el sistema. Este dispositivo es muy fácil de instalar, ya que ocupa poco

espacio y utiliza dispositivos electrónicos encapsulados, haciéndolo una opción muy viable a considerar en los FACTS.

- **Redes de comunicación**

La estructura de las comunicaciones de las redes inteligentes trabaja con una gran cantidad de datos procedentes de sensores y dispositivos de medición. Toda esta información, la cual permite monitorear la situación de los equipos y analizar los patrones de consumo de energía de cada usuario, puede aprovecharse para el diseño del sistema eléctrico.

Esta red de comunicaciones debe cumplir un requisito de escalabilidad, de manera que se diseñe de tal forma que se permita hacer frente a futuros cambios. De la misma forma, se debe garantizar una retardo o latencia mínima para responder a posibles cambios o fallos, además de proporcionar seguridad (garantizando privacidad y confidencialidad) y fiabilidad (garantizando el correcto funcionamiento de las funciones de la red) en el transporte de los datos e información.

La arquitectura de comunicación de las redes inteligentes deben estar formadas por varios elementos:

- **Red de Área del Hogar o HAN (Home Area Network):** Red de comunicaciones de corto alcance que conecta elementos de una vivienda (por ejemplo electrodomésticos) para controlar los datos, permitiendo así un mejor consumo de la energía.
- **Red de Área de Vecindario o NAN (Neighborhood Area Network):** Red de comunicaciones que proporciona el intercambio de datos de los contadores inteligentes entre los consumidores y las compañías eléctricas. Este nivel proporciona cobertura sólo dentro de un área limitada, abarcando varios edificios.
- **Red de Área Amplia o WAN (Wide Area Network):** Red de comunicaciones encargada de recopilar los datos procedentes de la NAN y las transmite, en largas distancias, a compañías eléctricas,

subestaciones, centros de control, etc. Este nivel proporciona cobertura en áreas muy amplias.

A nivel de HAN no se requiere un ancho de banda exigente, pero se requiere escalabilidad y cobertura. Se pueden utilizar la tecnología Bluetooth, para comunicar dispositivos en distancias cortas y ZigBee, así como PLC y WiFi, para interconectar diferentes dispositivos dentro del hogar.

La transmisión de las lecturas de los medidores de consumo eléctrico requiere un alto ancho de banda para disminuir retardos y garantizar respuestas en tiempo real. Para ello, se utilizan tecnologías como Red Inalámbrica Móvil 4G LTE/GSM o WiMax (Red de Interoperabilidad Mundial para Acceso por Microondas). La opción más fiable y con mayor escalabilidad es la Red Óptica Pasiva (Passive Optical Network o PON). (Peralta Sevilla & Amaya Fernández, 2013)

En la tabla 2.2 se resumen los requerimientos y posibles tecnologías de telecomunicaciones en los diferentes segmentos de Smart Grid.

TIPO DE RED	ALCANCE	REQUERIMIENTOS EN LA TASA DE DATOS	POTENCIALES TECNOLÓGICAS
HAN	0 – 50 m	Depende de la aplicación, generalmente baja tasa de bit para control e información	ZigBee, WiFi, Ethernet, PLC
NAN	0 – 700 m	Depende de la densidad en el nodo de la red (capacidades de decenas a cientos de Kbps por nodo)	ZigBee, WiFi, Ethernet, 3G
WAN	Decenas de kilómetros	Dispositivos de alta capacidad similar a un router (capacidades entre cientos de Mbps y Gbps por nodo)	Ethernet, WiMax, 4G/LTE, PON

Tabla 2.2. Requerimientos de potenciales redes de comunicaciones para Smart Grid (Peralta Sevilla & Amaya Fernández, 2013)

Las diferentes tecnologías de comunicación inalámbricas utilizadas en los distintos niveles de red de comunicación las describiremos a continuación mediante sus características:

- **Zigbee:** es una tecnología de red de malla segura para HAN de corto alcance. Es de muy bajo costo y consumo de energía, además de soportar un gran número de usuarios. El principal problema de esta tecnología es su baja capacidad para penetrar estructuras.
- **WiFi:** es una tecnología que permite la interconexión inalámbrica de dispositivos electrónicos a nivel HAN, NAN y WAN dependiendo de la potencia. Es de bajo costo y muy estable. El problema de esta tecnología es la nula penetración en los edificios de cemento y sótanos, además de los problemas de seguridad debido a las múltiples redes que operan en los mismos lugares.
- **3G:** es una tecnología de alto coste a nivel NAN y WAN ampliamente desplegada y estable, además de tener una gran selección de proveedores y prestadores de servicios. El inconveniente de esta tecnología es la necesidad de alquilar la infraestructura de la compañía para poder utilizarla, asimismo no es muy adecuada para aplicaciones de alto ancho de banda.
- **LTE:** es una tecnología ,a nivel NAN y WAN, para comunicaciones inalámbricas de transmisión de datos de alta velocidad. Esta tecnología tiene un bajo consumo de energía y, al igual que con la tecnología 3G, el proveedor del servicio debe alquilar la infraestructura de la compañía. Esta tecnología requiere de altos costes en los equipos.
- **WiMAX:** es una tecnología de transmisión de datos, a nivel NAN y WAN, usado para interconectar redes entre sí. Es una red simple, escalable y con velocidades muy altas.
- **PON:** esta tecnología permite eliminar todos los componentes activos entre el servidor y el cliente introduciendo en su lugar componentes ópticos pasivos para guiar el tráfico por la red. La utilización de estos sistemas reduce notablemente los costes.

2.4. Normativa y Regulación española.

El marco normativo español no tiene una ley específica para regular la implementación de las redes inteligentes en el sistema eléctrico, no obstante, existen algunas normas que regulan sus aspectos.

Algunas de las normas que ayudan a implantar este sistema de red inteligente son las siguientes:

- **Orden ITC/3860/2007 del 28 de diciembre.** (BOE, 2007)

La Orden ITC/3860/2007, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, establece que todos los contadores de medida en suministros de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW, debían ser sustituidos por nuevos equipos que permitan la discriminación horaria y la telegestión antes del 31 de diciembre de 2018.

- **Orden IET/290/2012 del 21 de febrero.** (BOE, 2012)

La Orden IET/290/2012 modifica los límites del Plan de Sustitución de equipos de medida con el fin de posibilitar la efectiva implantación de los mismos. Sin embargo, ello no supone demorar el cambio, por lo que se mantiene el plazo de 31 de diciembre de 2018 para llevar a cabo la sustitución de todos los contadores.

Por otra parte, se establece un nuevo procedimiento para la presentación y aprobación de los nuevos planes de sustitución y el modo de comunicación a los consumidores. De esta forma, las empresas distribuidoras, deben informar al consumidor sobre la fecha prevista para la instalación del nuevo equipo.

- **Real Decreto 1110/2007 del 24 de agosto** (BOE, 2007)

El Real Decreto 1110/2007 establece la regulación de las condiciones de funcionamiento del sistema de medidas del sistema eléctrico, tanto de sus

equipos como de sus características. De esta forma, se garantiza la correcta gestión del sistema eléctrico y la obtención de los datos que se requieran para la liquidación de la energía, así como para el cálculo de la facturación de las tarifas de acceso y suministro.

En diciembre de 2012 arrancó, dentro de la UNE (Asociación Española de Normalización), el Comité Técnico de Normalización CTN 178 "Ciudades Inteligentes", dirigido por SESIAD (Secretaría de Estado para la Sociedad de la Información y la Agenda Digital). Este comité es el encargado de establecer la postura nacional en los comités internacionales sobre redes inteligentes. Actualmente, este comité tiene publicadas 23 normas y 3 en proceso de información pública, las cuales mostraremos en la tabla 2.3 y tabla 2.4.

NORMA	TÍTULO
UNE 178101	Ciudades Inteligentes. Infraestructura. Redes de Servicios Públicos.
UNE 178102	Ciudades Inteligentes. Infraestructura. Sistemas de telecomunicación.
UNE 178107 IN	Guía para las infraestructuras de Ciudades Inteligentes. Redes de acceso y transporte.
UNE 178104	Ciudades inteligentes. Infraestructuras. Sistemas integrals de gestión de la Ciudad Inteligente.
UNE 178105	Accesibilidad universal en las ciudades inteligentes
UNE 178108	Ciudades inteligentes. Requisitos de los edificios inteligentes para su consideración como nodo IoT según la norma UNE 178104
UNE 178201	Ciudades inteligentes. Definición, atributos y requisitos.
UNE 178202	Ciudades inteligentes. Indicadores de gestión en base a cuadros de mando de gestión de ciudad.
UNE-ISO 37120	Desarrollo sostenible de comunidades. Indicadores para los servicios de las ciudades y la calidad de vida.
UNE 178301	Ciudades inteligentes. Datos abiertos (Open Data)
UNE 178303	Ciudades inteligentes. Gestión de activos de la ciudad. Especificaciones.
UNE 178401	Ciudades inteligentes. Alumbrado exterior. Grados de funcionalidad, zonificación y arquitectura de gestión.

UNE 178402	Ciudades inteligentes. Gestión de servicios básicos y suministro de agua y energía eléctrica en puertos inteligentes.
UNE 178501	Sistema de gestión de los destinos turísticos inteligentes. Requisitos

Tabla 2.3. Lista de normas del CTN 178 publicadas. (MINETAD, 2017)

NORMA	TÍTULO
PNE 178101-2	Ciudades Inteligentes. Infraestructura. Redes de Servicios Públicos. Parte 2: Redes de residuos.
PNE 178501	Sistema de gestión de los destinos turísticos inteligentes. Requisitos.
PNE 178502	Indicadores y herramientas de los destinos turísticos inteligentes

Tabla 2.4. Lista de normas del CTN 178 en información pública. (MINETAD, 2017)

Por otro lado, en Andalucía existe una normativa que regula el Programa de Incentivos para el Desarrollo Energético Sostenible de Andalucía 2020 “Andalucía es más” publicado en 2016. Este programa propone impulsar el desarrollo sostenible de Andalucía para alcanzar los objetivos energéticos de la Estrategia Energética de Andalucía 2020, la cual va más allá de los objetivos establecidos a nivel europeo para el año 2020. Los objetivos que marca este programa son: (Agencia Andaluza de la Energía, 2016)

- Reducir un 25% el consumo de energía primaria.
- Incrementar un 25% el consumo de energía con fuentes de energías renovables .
- Autoconsumir el 5% de la electricidad generada con fuentes renovables.
- Mejorar un 15% la calidad de suministro de la electricidad.

2.5. Proyectos de Smart Grid en España

En los últimos años, los proyectos sobre Smart Grid han crecido rápidamente en toda Europa. Para poder ver todos esos proyectos, el JRC (Centro Común de Investigación) lanzó en 2011 el primer inventario exhaustivo de proyectos Smart Grid en Europa. En este apartado nos centraremos en observar algunos de los proyectos en España.

Mediante la página web de el JRC podemos encontrar un mapa de toda Europa donde se pueden observar todos los proyectos que hay en Europa. Al centrarnos en España, podemos observar todos sus proyectos. Los proyectos de España se pueden ver en la ilustración 2.21.



Ilustración 2.21. Mapa de España con sus proyectos sobre Smart Grid. (JRC, 2018)

2.5.1. Proyecto PRICE

El proyecto PRICE (Proyecto Conjunto de Redes Inteligentes en el Corredor del Henares) es un proyecto liderado por Iberdrola Distribución y Unión Fenosa Distribución con el objetivo de responder a los retos tecnológicos de los sistemas eléctricos a nivel mundial. Además de los mencionados anteriormente, en este proyecto participan Red Eléctrica de España, proveedores industriales y de tecnologías de la información, centros de investigación y universidades.

Este proyecto abarca diferentes áreas que cubren necesidades para el desarrollo de una red inteligente dentro de un marco de eficiencia, seguridad y sostenibilidad. Estas necesidades se articulan en base a los siguientes proyectos: (FutuRed, 2016)

- PRICE-RED: Supervisión y Automatización.
- PRICE-GEN: Gestión Energética.
- PRICE-GDI: Generación Distribuida.
- PRICE-GDE: Gestión de la Demanda.

Ésta iniciativa pretendía mejorar la operación y el mantenimiento de la red, optimizar la integración de la energía renovable y generación distribuida y facilitar la incorporación de los vehículos eléctricos. Para ello, su objetivo era desarrollar una plataforma de red inteligente mediante la introducción de sistemas y equipos en la red de centros de transformación que permitirían la supervisión y automatización de la red de distribución.

PRICE conllevaría la instalación de alrededor de 200000 contadores inteligentes y la modificación de 1600 centros de transformación, adaptándolos en este nuevo sistema de distribución de electricidad. Todo ello, para beneficiar a las más de 500000 personas a las que ofrecen servicio estas compañías. (FutuRed, 2016)

El proyecto PRICE, finalizando en febrero de 2015, cumplió con sus objetivos mencionados anteriormente.

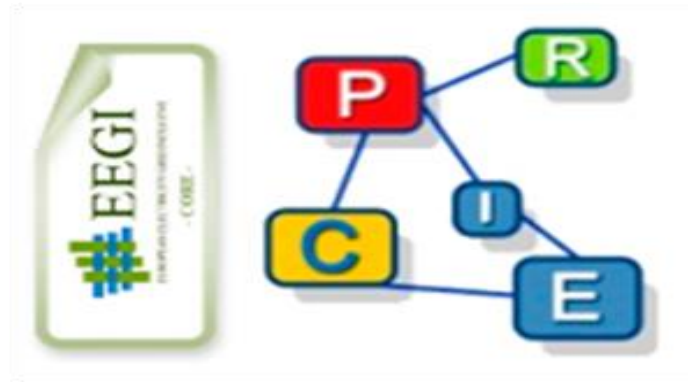


Ilustración 2.22. Logo proyecto PRICE (REE, 2016)

2.5.2. Proyecto OSIRIS

El proyecto OSIRIS (Optimización de la Supervisión Inteligente de la Red de Distribución) es un proyecto de I+D, iniciado en 2014 y finalizado en 2016, en el cual se desarrollaron herramientas y equipos que permitían optimizar la supervisión de la infraestructura de red inteligente que se desplegó con la finalidad de maximizar la comunicación entre los elementos que la integraban.

El consorcio de este proyecto, liderado por Unión Fenosa Distribución, lo formaban TecNALIA, ORBIS, NEORIS, ZIV, STM y la Universidad Carlos III de Madrid.

Los objetivos que se querían alcanzar con este proyecto son los siguientes: (UNIONFENOSA, 2015)

- Asegurar el funcionamiento de las comunicaciones en la infraestructura de la telegestión. Esto permite que se conozca el estado de la infraestructura eléctrica.
- Determinar las causas que provocan los fallos en las comunicaciones entre los contadores y el sistema de telegestión.
- Minimizar la falta de información en el equipamiento de la red de baja tensión.
- Detectar anticipadamente averías en la red. De esta forma, se mejora la calidad del suministro eléctrico.



Ilustración 2.23. Logo proyecto OSIRIS. (SMARTGRIDINFO, 2016)

2.5.3. Proyecto REDES 2025

El proyecto Redes 2025, llevado a cabo entre los años 2009 y 2012, constituyó como la primera de las iniciativas de I+D+I impulsada por FUTURED (Plataforma Tecnológica Española de redes eléctricas). Este proyecto estuvo liderado por Red Eléctrica de España, Endesa, Gas Natural Fenosa, Iberdrola y HC Energía, con la coordinación general a TecNALIA. (FUTURED, 2017)

El objetivo de este proyecto era desarrollar y diseñar progresivamente la red eléctrica del año 2025, la cual debería tener la capacidad de garantizar el suministro de las nuevas necesidades eléctricas de todos los consumidores de una forma eficiente, fiable y sostenible. Para ello, el proyecto propone desarrollos tecnológicos en software y hardware, además de aplicaciones de nuevos materiales, impulsando sistemas de información y comunicación, previsión y optimización, electrónica de potencia y sensores. (FUTURED, 2017)

La ejecución del proyecto se articulaba en 5 sub-proyectos:

- Electrónica de potencia aplicada al control de la red.
- Integración óptima de los recursos distribuidos.
- Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica.
- Aplicaciones de red basadas en materiales superconductores.
- Gestión de información en las redes inteligentes.



Ilustración 2.24. Logo proyecto REDES 2025. (GASNATURALFENOSA, 2018)

2.5.4. Proyecto I - SARE

El proyecto “I-Sare Microgrid Gipuzkoa”, iniciada en 2014, fue la primera micro red eléctrica inteligente de Gipuzkoa y sirvió como banco de ensayo para el desarrollo y experimentación de la eficacia y viabilidad de las tecnologías de generación y almacenamiento eléctrico. Este proyecto, liderado por Jema, lo componen 6 promotores, 6 socios y el centro tecnológico CEIT.

El objetivo de este proyecto es crear una micro-red en la comunidad de Gipuzkoa para proporcionar una red más eficiente y fiable, además de mejorar la seguridad y calidad del suministro eléctrico, atendiendo a los requisitos de la era digital.

Los beneficios que ofrece este proyecto son: (I-SARE, 2016)

- Los beneficios para el consumidor son las tarifas flexibles y la automatización de cada toma de corriente en cada hogar.
- Los beneficios empresariales, además de los mismo beneficios del consumidor, aporta el desarrollo de tecnologías y productos innovadores de aplicación comercial futura.
- Los beneficios sociales se enumeran de la siguiente forma:
 - Mejora de la eficiencia energética y Gestión Eficiente de la Demanda.
 - Beneficios medioambientales.
 - Reducción de la dependencia energética.
 - Incorporación de sistemas de gestión y almacenamiento inteligentes.
 - Aumento de la fiabilidad.
 - Refuerzo de la integración y despliegue del vehículo eléctrico.



Ilustración 2.25. Logo proyecto I-SARE. (I-SARE, 2016)

2.5.5. SmartCity Málaga

El proyecto Smart City Málaga comenzó en 2009 con varios objetivos como el aumento de la eficiencia energética, el aprovechamiento de fuentes renovables y la reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera. (ENDESA, 2014)

Después de 5 años, se ha publicado el Libro Blanco donde se recoge los resultados obtenidos durante ese período de tiempo:

- 25% de ahorro en consumo de electricidad gracias a la mejora de la eficiencia energética de edificios e instalaciones industriales y residenciales
- Una reducción del 20% de emisiones de CO₂ equivalente a 4500 toneladas evitadas.

Este proyecto fue posible gracias a una agrupación de empresas liderada por Endesa, y desarrollaron diferentes tecnologías de última generación para la gestión del consumo eléctrico en el ámbito del proyecto, entre ellas:

- Lectura automatizada de contadores
- Cambio de hábitos de los usuarios
- Investigación en tecnología vehicle to grid V2G
- Eficiencia energética del alumbrado público
- Instalación, gestión y control de productores de energías alternativas: fotovoltaica, minieólica, biogás, etc.
- Gestión de excedentes de producción de determinados productores.

El proyecto Smartcity Málaga se basa fundamentalmente en el desarrollo de la Smart Grid, y sus objetivos se centran en la mejora del funcionamiento de la red, en la creación de nuevos servicios y nuevos sistemas de tarifa para el usuario, en la mejora de la eficiencia y en la incorporación de las energías renovables mediante la generación distribuida. Todo ello mediante la introducción de nuevos conceptos como la telegestión, o medida y gestión a distancia y en tiempo real de los consumos del usuario final; y la gestión activa de la demanda que permita el control del consumo de manera óptima. (ENDESA, 2014)

2.6. Proyectos de Smart Grid en la Unión Europea

Al igual que ocurre en España, en la Unión Europea se llevan desarrollando proyectos de redes inteligentes en los últimos años. En algunos de esos proyectos, colaboran diferentes países de Europa. En este apartado destacaremos algunos de los proyectos en los que colabora España.

2.6.1. Proyecto WISEGRID

El proyecto WiseGRID pretende poner en el mercado una serie de servicios y soluciones tecnológicas para mejorar la estabilidad y seguridad a la red energética europea. Este proyecto liderado por GRUPO ETRA, junto con ITE, persigue dos objetivos interrelacionados: (ITE, 2017)

- Fijar con éxito en el mercado un conjunto de soluciones y tecnologías que aumenten la estabilidad y seguridad de las redes energéticas europeas que se centren en el consumidor final. Para ello, se pretende un mayor uso de tecnologías de almacenamiento y energías renovables, así como impulsar el despliegue del vehículo eléctrico.
- Producir un impacto positivo en los modelos de negocio e innovación de las empresas del consorcio para ayudar en la creación de puestos de trabajo, permitir el acceso a nuevos servicios energéticos para los ciudadanos y fomentar las energías renovables.

El proyecto comenzó a finales del año 2016 y tiene previsto su finalización para finales del año 2018.



Ilustración 2.26. Logo proyecto wiseGRID (ITE, 2017)

2.6.2. Proyecto DISCERN

El proyecto DISCERN es un proyecto colaborativo de la Unión Europea que tiene como objetivo medir las mejoras de la aplicación de las Redes Inteligentes a través de indicadores de eficiencia, para así determinar el nivel óptimo de “inteligencia” necesario en una red de distribución. Para ello, el proyecto basó su análisis en 5 proyectos europeos desarrollados por distintas empresas distribuidoras europeas. (UNIONFENOSA, 2016)

Las líneas de actuación del proyecto se divide en 3 áreas:

- Validación de los proyectos y creación de casos de uso.
- Simulación y pruebas.
- Recomendaciones y mejores prácticas.

El proyecto finalizó en el año 2016, aprotando beneficios como la mejora de conocimiento en Redes Inteligentes e intercambio de experiencias entre distribuidoras europeas.



Ilustración 2.27. Logo proyecto DISCERN (UNIONFENOSA, 2016)

3. ESTUDIO DE ANÁLISIS DEL ENTORNO Y SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LA CIUDAD DE JAÉN.

3.1. Entorno físico

3.1.1. Localización geográfica

La ciudad de Jaén se encuentra en la Comunidad Autónoma de Andalucía, en la provincia de Jaén.

La provincia de Jaén limita al Norte con Castilla La Mancha (Ciudad Real), al Sur con Granada, al Oeste con Córdoba y al Este con Castilla La Mancha (Albacete) y Granada. La superficie de la provincia es de 13.489 km². Por otro lado, la superficie de la ciudad de Jaén es de 424,3 km².

La localización geográfica sitúa a Jaén en los 37° 46' 11" de latitud Norte y los 3° 47' 20" de longitud Oeste, a una altitud de 570 m sobre el nivel del mar.



Ilustración 3.1. Mapa de la ciudad de Jaén. (GOOGLE MAPS, 2018)

Para este estudio nos centraremos en la zona del Bulevar situada de la ciudad de Jaén (en el norte de la ciudad), la cual se muestra en la ilustración 3.2. El motivo por el cual se elige esta zona para realizar el estudio, es por la cantidad de visitas que recibe, ya que es una de las zonas más nuevas de la ciudad y está compuesta de un gran número de zonas de ocio, así como viviendas modernas.



Ilustración 3.2. Zona del Bulevar. (GOOGLE MAPS, 2018)

3.1.2. Orografía del terreno

La ciudad de Jaén se ubica en las laderas del castillo de Santa Catalina, el cual está ubicado en el cerro de Santa Catalina. Esta situación hace que la ciudad tenga una diferencia de altitud notable entre barrios. Esta diferencia puede observarse entre los barrios de Las Lagunillas (a 420 metros sobre el nivel del mar), el centro de la ciudad (a 570 metros sobre el nivel del mar) y el castillo de Santa Catalina (a 815 metros sobre el nivel del mar). (Wikipedia, 2018)

3.1.3. Clima

El clima de la ciudad de Jaén, según la clasificación de Köppen, es mediterráneo (csa), pudiendo considerarse un clima templado y cálido. Los inviernos son suaves, alcanzando unas temperaturas mínimas de -1°C , y los veranos son calurosos, alcanzando temperaturas máximas de 40°C . La oscilación térmica es considerable durante todo el año, llegando a superar los 20°C en un mismo día. La temperatura media anual es de $16,9^{\circ}\text{C}$. (Wikipedia, 2018)

Las lluvias, escasas en verano, se concentran en el final del otoño, los meses de invierno y al comienzo de la primavera. Estas precipitaciones llevan a una media de 552 mm al año.

En la Tabla 3.1 se pueden observar los valores climatológicos normales de la ciudad de Jaén, en el periodo de 1983-2010, de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET).

MES	EN.	FE.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AG.	SEP.	OC.	NO.	DI.
T ^a media (°C)	8,6	10,3	13,1	14,5	18,2	23,7	27,6	26,9	22,8	17,9	12,3	9,5
T ^a media de las T ^a máximas diarias (°C)	12,1	14	17,4	19	23,2	29,4	33,7	32,9	27,7	21,9	15,7	12,8
T ^a media de las T ^a mínimas diarias (°C)	5,1	6,6	8,9	10	13,3	18,1	21,4	21	17,8	13,8	8,9	6,3
Precip. media (mm)	55	50	44	54	43	18	2	9	26	55	62	75
Humedad relativa (%)	70	65	59	58	55	-	40	45	54	64	70	72

Núm. medio de días de precip. ≥ 1 mm	6,4	6,2	5	7	5,6	2	0,3	0,7	2,6	5,9	6,9	7,6
Núm. medio de días de nieve	0,4	0,3	0,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1

Tabla 3.1. Tabla de valores climatológicos normales de la ciudad de Jaén (1983-2010) (AEMET, 2018)

En la misma página web de AEMET se tienen registrados los siguientes valores extremos anuales en el periodo de 1983-2018: (AEMET, 2018)

- En Marzo de 2018 se registró el máximo número de días de lluvia, los cuales fueron 23 días.
- En Marzo de 2005 se registró el máximo número de días de nieve, los cuales fueron 3 días.
- El 13 de Julio de 2017 se registró la temperatura máxima absoluta, la cual fue de 44,4 °C.
- El 27 de enero de 2005 se registró la temperatura mínima absoluta, la cual fue de -7,8 °C

3.1.4. Hidrografía

En los alrededores de la ciudad de Jaén existen diversos ríos, los cuales son los siguientes:

- El río Guadalbullón, el cual se encuentra en el término municipal de Jaén, se extiende por la parte septentrional y es afluente del río Guadalquivir.
- El río Quiebrajano, el cual nace en el parque periurbano Monte La Sierra, se encuentra en la zona sur.
- El río Frío, procedente de Los Villares, se encuentra en el Puente de la Sierra, desembocando en el Guadalbullón.

También cabe destacar el arroyo Hondo, desembocando en el río Quiebrajano en Puente Tablas, y el embalse homónimo, el cual abastece a la ciudad de Jaén.

3.1.5. Calidad del aire

La Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio de la Junta de Andalucía cuenta con medios para ejercer funciones de vigilancia y control de calidad del aire, así como ejercer el seguimiento, inspección y control de las emisiones atmosféricas. Todos los datos recogidos se muestran en informes mensuales de las distintas provincias accesibles al público.

A continuación se incluirán los resultados de las mediciones realizadas de los principales contaminantes en la ciudad de Jaén en el año 2017: (JUNTA DE ANDALUCÍA, 2017)

- **Dióxido de Azufre (SO₂):** Los valores máximos registrados como media diaria (24 horas) en los distintos puntos en los que se recogen los datos son los siguientes:
 - Estación Las Fuentezuelas: 16 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.
 - Estación Ronda del Valle: 9 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

No se superó el límite de este contaminante en ningún momento del año. El límite de este contaminante es de 350 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

- **Ozono (O₃):** Los valores máximos registrados como media diaria (8 horas) en los distintos puntos en los que se recogen los datos son los siguientes:
 - Estación Las Fuentezuelas: 158 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.
 - Estación Ronda del Valle: 157 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

No se superó el límite de este contaminante en ningún momento del año. El límite de este contaminante es de 180 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

- **Partículas en suspensión (PM₁₀):** Los valores máximos registrados como media diaria (24 horas) en los distintos puntos en los que se recogen los datos son los siguientes:

- Estación Ronda del Valle: 147 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

El límite de este contaminante se superó en 18 ocasiones, sin embargo, según la legislación, el valor límite no podrá superarse en más de 35 ocasiones por año civil. El límite de este contaminante es de 50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

- **Monóxido de Carbono (CO):** Los valores máximos registrados como media diaria (8 horas) en los distintos puntos en los que se recogen los datos son los siguientes:

- Estación Las Fuentezuelas: 701 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.
- Estación Ronda del Valle: 1057 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

No se superó el límite de este contaminante en ningún momento del año. El límite de este contaminante es de 10000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

- **Dióxido de Carbono (NO₂):** Los valores máximos registrados como media diaria (1 horas) en los distintos puntos en los que se recogen los datos son los siguientes:

- Estación Las Fuentezuelas: 101 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.
- Estación Ronda del Valle: 168 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

No se superó el límite de este contaminante en ningún momento del año. El límite de este contaminante es de 200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

- **Benceno (BCN):** Los valores máximos registrados como media de año civil en los distintos puntos en los que se recogen los datos son los siguientes:

- Estación Ronda del Valle: 1 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

No se superó el límite de este contaminante en ningún momento del año. El límite de este contaminante es de 5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

En cuanto al CO₂, según indica el informe de la Junta de Andalucía “Evaluación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del sector industrial” publicado en

2018, la provincia de Jaén tuvo unas emisiones de 621.884 tCO₂ en el año 2016. Valor que disminuyó un 0,57% respecto al año 2015. (JUNTADEANDALUCIA, 2018)

3.1.6. Vegetación y parques existentes

Las principales zonas de vegetación en la ciudad de Jaén son los bosques de los parques periurbanos de Santa Catalina y Monte La Sierra. Ambos suman una superficie protegida de casi 3000 hectáreas. Por otro lado, hay que destacar las grandes extensiones de olivar y los bosques fluviales junto a los ríos en el término municipal.

Entre los parques de la ciudad destacan el parque de La Concordia, Bulevar, Seminario, La Alameda, Jardín Botánico y Fuentezuelas.

3.2. Entorno demográfico

Según el censo de población de 2017 publicado por el Instituto Nacional de Estadística (INE), el municipio de Jaén cuenta con 114238 habitantes, de los cuales 54948 (el 48%) son hombres y 59290 (el 52%) son mujeres. (INE, 2017)

En la ilustración 3.3 se mostrará la evolución de la población desde 1990 hasta 2017.

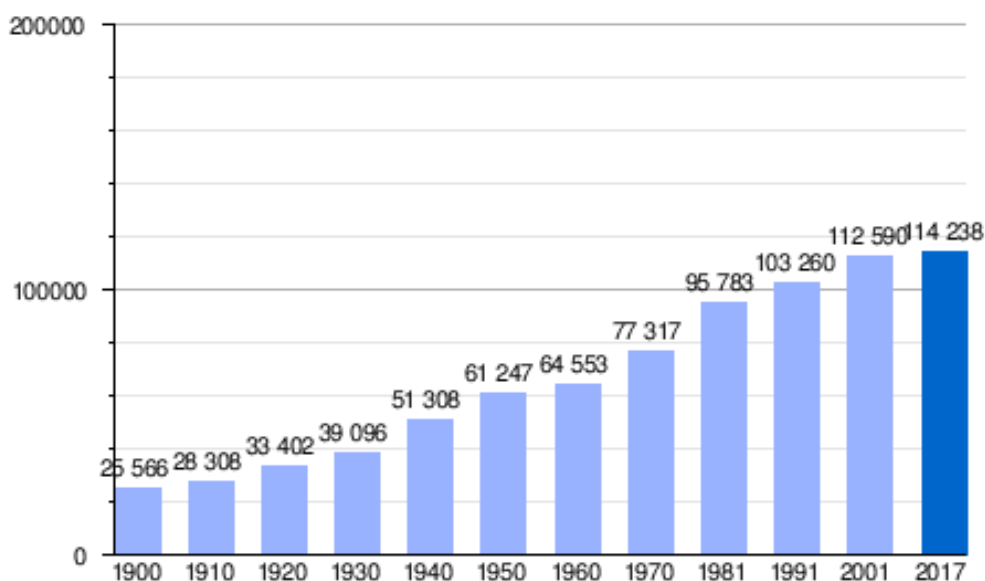


Ilustración 3.3. Población de derecho o residente según los censos de población del INE
(Wikipedia, 2018)

3.3. Entorno económico

La economía de la ciudad de Jaén presenta una gran dependencia del sector servicios, la administración pública y la construcción. De la misma forma, el peso de la agricultura y el olivar es de gran importancia. A continuación se mostrarán los principales indicadores de economía de la ciudad de Jaén con los últimos datos publicados por el Instituto de Estadística y Cartografía de Andalucía.

- **Agricultura:**

	Superficie en 2015 (hectáreas)	Principal cultivo
Cultivos herbáceos	2629	Trigo
Cultivos leñosos	24398	Olivar de aceituna de aceite

Tabla 3.2. Cultivos en la ciudad de Jaén en 2015 (JUNTA DE ANDALUCÍA, 2018)

- **Establecimientos con actividad económica:** 8374 establecimientos en 2016.

Principales actividades económicas	Número de establecimientos en 2016
Comercio al por mayor y al por menor, reparación de vehículos de motor y motocicletas	2366
Actividades profesionales, científicas y técnicas	1125
Hostelería	648
Construcción	621
Otros servicios	534

Tabla 3.3. Principales actividades económicas en 2016 (JUNTA DE ANDALUCÍA, 2018)

- **Transportes:**

Transportes	Año	Número de transportes
Vehículos turismos	2015	49989
Autorizaciones de transporte: taxis	2016	126
Autorizaciones de transporte: mecancías	2016	629
Autorizaciones de transporte: viajeros	2016	273
Vehículos matriculados	2015	2236

Tabla 3.4. Tabla del indicador económico de transportes en 2015 y 2016 (JUNTA DE ANDALUCÍA, 2018)

- **Turismo:**

	Cantidad en 2016	Número de plazas en 2016
Hoteles	7	914
Hostales y pensiones	6	143

Tabla 3.5. Tabla del indicador económico de Turismo en 2016 (JUNTA DE ANDALUCÍA, 2018)

- **Otros indicadores:**

Indicadores	Año	Cantidad
Número de cooperativas creadas	2015	4
Oficinas de entidades de crédito	2016	76
Consumo de energía eléctrica (Datos de Endesa)	2016	411362 MWh
Líneas telefónicas de la compañía Telefónica	2013	30978
Líneas ADSL en servicio de la compañía Telefónica.	2013	11767

Tabla 3.6. Otros indicadores económicos en la ciudad de Jaén (JUNTA DE ANDALUCÍA, 2018)

3.4. Accesibilidad a la ciudad

3.4.1. Accesos por carretera

Los accesos por carretera a la ciudad de Jaén se pueden reducir a las autovías A-44 (Autovía Bailén – Granada) y A-316 (Autovía del Olivar). Algunas de las rutas mas recomendadas desde distintas ciudades son las siguientes:

- Desde Madrid, se debe tomar la autovía A-4 durante 291 km hasta llegar a Bailén. Desde ahí, se toma la autovía A-44 hasta llegar a Jaén en 42 km.
- Desde Granada, se debe tomar la autovía A-44 durante 93 km hasta llegar a Jaén.
- Desde Albacete, se debe tomar la autovía N-322 durante 208 km hasta llegar a Úbeda. Desde ahí, se toma la autovía A-316 hasta llegar a Jaén en 59 km.
- Desde Córdoba, se debe tomar la autovía A-4 durante 30 km hasta la desviación a la autovía A-306. Una vez en la autovía A-306, debemos llegar a Torredonjimeno y tomar la autovía A-316 hasta llegar a Jaén. El recorrido desde tomar el desvío de la autovía A-306 hasta llegar a Jaén es de 80 km.

3.4.2. Accesos ferroviarios

La ciudad de Jaén cuenta con una estación de tren, gestionada por RENFE, la cual está situada cerca del Parque del Bulevar (al sur) y del Museo Banco de España (al norte).

3.5. Sistemas eléctricos en la ciudad

3.5.1. Red de transporte y subestaciones

Jaén se encuentra abastecida por una línea de transporte de 220 kV, la cual deriva de la línea de transporte entre Andújar y Granada. El nodo de conexión eléctrica de la ciudad es la subestación de los Olivares, en las que se producen transformaciones de tensión a 132,66 y 20 kV.

La red eléctrica que llega a la ciudad, así como en su término municipal, se muestra en la ilustración 3.4. y 3.5. (Datos del 2016).



Ilustración 3.4. Red eléctrica alta y media tensión de Jaén (zona norte) (Ayuntamiento de Jaén, 2016)

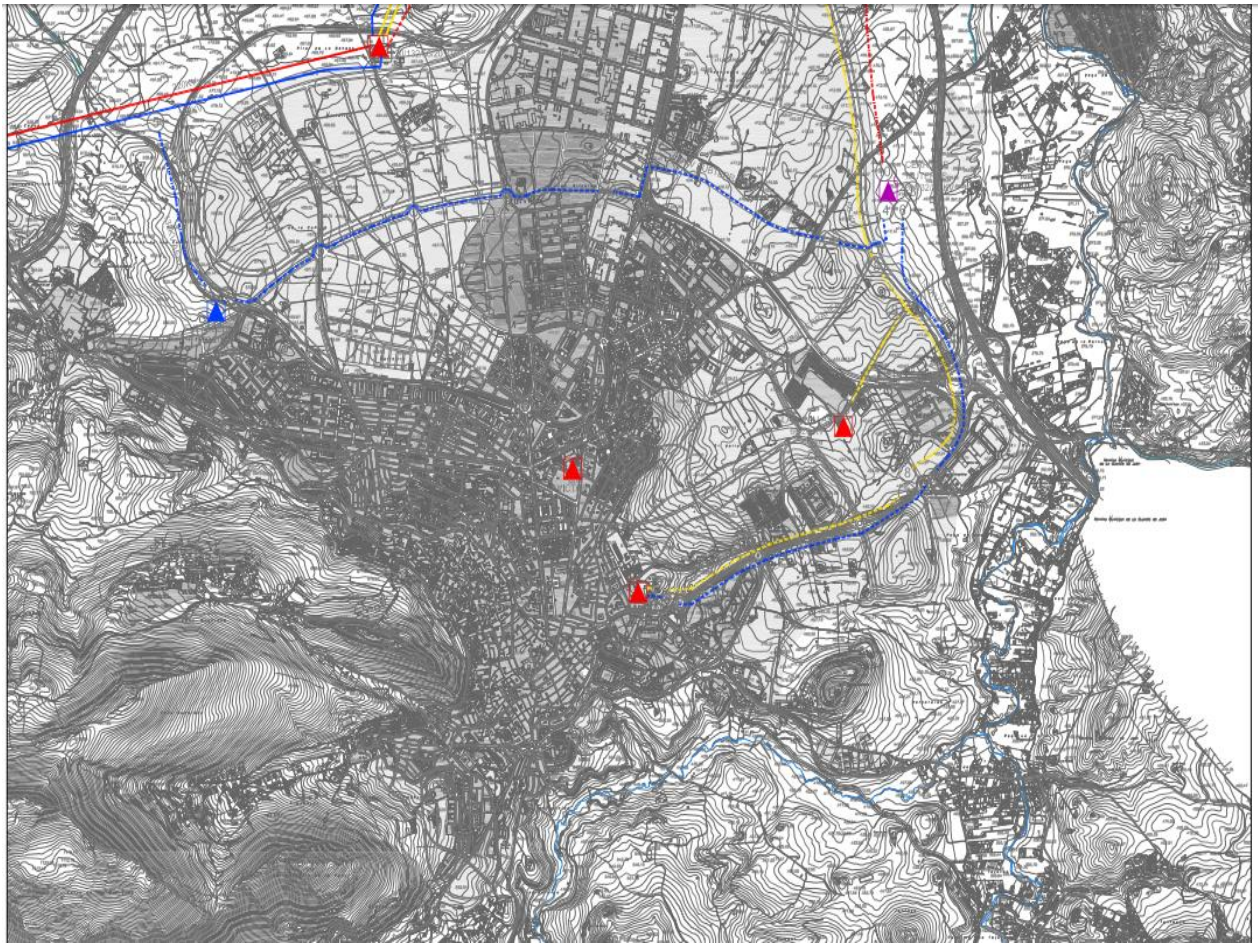


Ilustración 3.5. Red eléctrica alta y media tensión de Jaén (zona sur y ciudad) (Ayuntamiento de Jaén, 2016)

En las ilustraciones 3.4. y 3.5. se pueden observar distintas líneas y símbolos, los cuales representan lo siguiente:

- Las líneas de color rojo continua son líneas de 220 kV existentes.
- Las líneas de color azul continua son líneas de 132 kV existentes.
- Las líneas de color amarillo continua son líneas de 66 kV existentes.
- Los símbolos triangulares son las subestaciones eléctricas, tanto existentes (de color rojo), como en ejecución (de color azul) o propuestas (de color morado)
- Las líneas discontinuas representan modificaciones para nuevos tramos de las líneas eléctricas o líneas en construcción.

Las subestaciones existentes en la ciudad de Jaén son las siguientes:

- **Subestación eléctrica Los Olivares:** se encuentra al Este del Polígono Industrial Olivares. En la ilustración 3.4 y 3.5 se puede observar su ubicación (la subestación de más al Oeste en ambas ilustraciones)
- **Subestación eléctrica El Calvario:** se encuentra en el Camino de las cruces. En la ilustración 3.5 se puede observar su ubicación (la subestación de más al Sur)
- **Subestación eléctrica Lagunillas:** se encuentra en el Sector RS5. En la ilustración 3.5 se puede observar su ubicación (la subestación de más al Este)
- **Subestación eléctrica Vaciacostales:** se encuentra en el Polígono Industrial Nuevo Jaén. En la ilustración 3.4 se puede observar su ubicación (la subestación del Norte)
- **Subestación eléctrica Victoria:** se encuentra en el Antiguo campo de fútbol La Victoria. En la ilustración 3.5 se puede observar su ubicación (la subestación del centro de la imagen)
- **Subestación eléctrica Fuentezuelas:** se encuentra en la zona del barrio de las Fuentezuelas. En la ilustración 3.5 se puede observar su ubicación (la subestación de color azul)

3.5.2. Red de alumbrado público

En la ilustración 3.6 y 3.7 se mostrará la red de alumbrado de la ciudad de Jaén. En ellas se mostrarán los distintos tipos de lámparas utilizadas, las cuales son:

- Lámparas de vapor de Sodio de alta presión, las cuales se mostrarán de color verdoso.
- Lámparas de Halogenuros metálicos, las cuales se mostrarán de color azul.

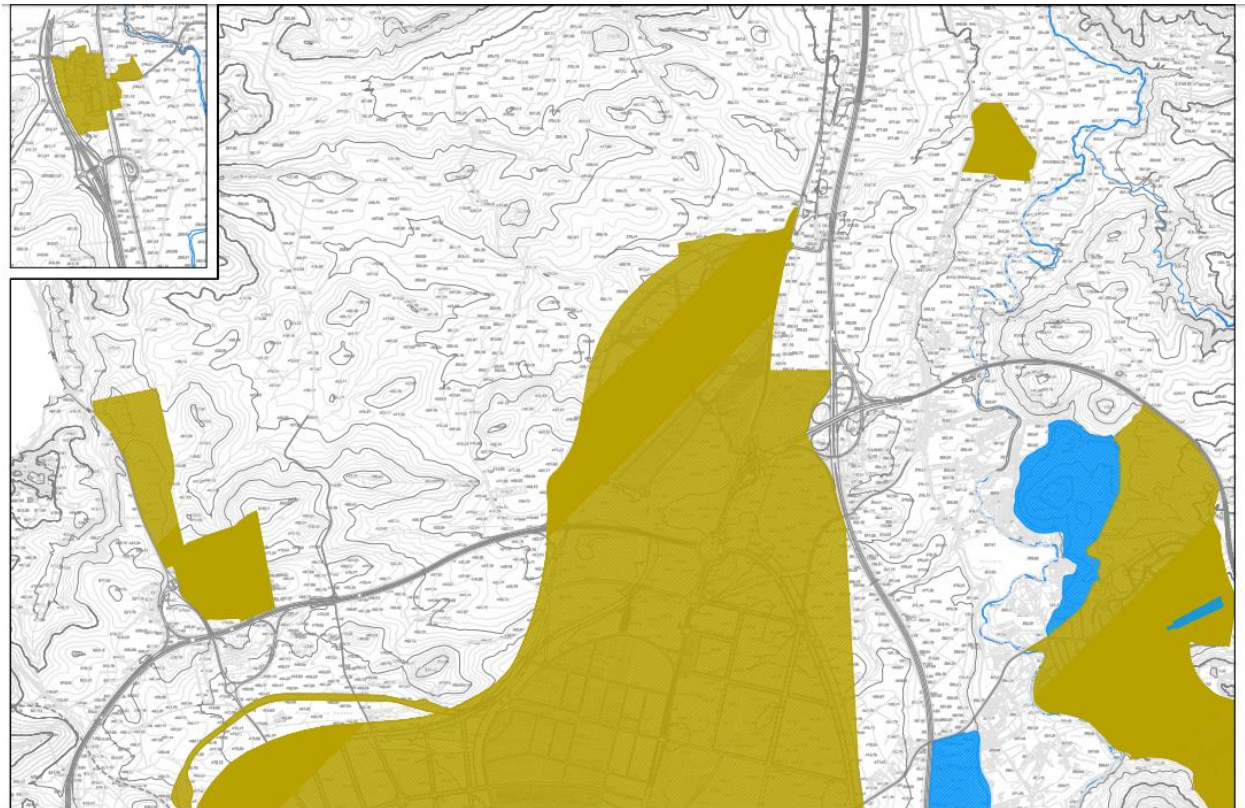


Ilustración 3.6. Red de alumbrado público (zona norte) (Ayuntamiento de Jaén, 2016)

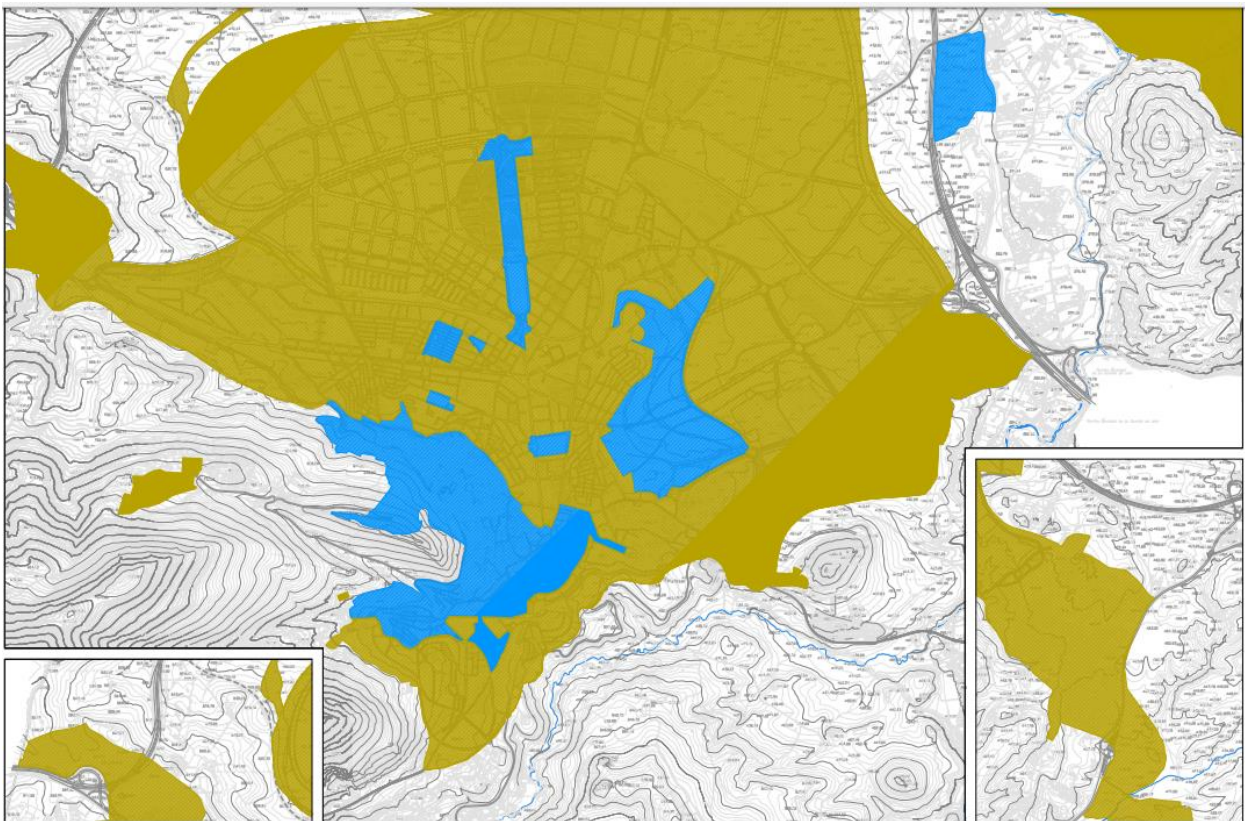


Ilustración 3.7. Red de alumbrado público (zona sur y ciudad) (Ayuntamiento de Jaén, 2016)

- **Centrales de Generación de Energía Eléctrica Fotovoltaica**

La ciudad de Jaén cuenta con instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de distintas características repartidas por la ciudad. Algunas de estas instalaciones podemos observarlas en la página web de SOLAR JIENNENSE S.L.: (SolarJiennense, 2015)

- Instalación fotovoltaica conectada a red en edificios de la Diputación Provincial de Jaén de 9 kW, instalada en 2003.
- Instalación fotovoltaica conectada a red en la sede de Solar Jiennense de 5,7 kW, instalada en 2003.
- Instalación fotovoltaica conectada a red Powersol de 2,18 MW, instalada en 2007
- Huerto Solar Olivares de 9,17 MW, instalada en 2008.
- Instalación fotovoltaica conectada a red sobre la caseta de control del huerto Olivares de 18 kW, instalada en 2009.
- Instalación fotovoltaica conectada a red Powersol 2007 de 2,18 MW, instalada en 2010.
- Instalación fotovoltaica conectada a red sobre cubierta de Olivares 01 de 17,64 kW, instalada en 2012.
- Instalación fotovoltaica conectada a red sobre cubierta de Olivares 02 de 17,64 kW, instalada en 2012.
- Instalación fotovoltaica conectada a red sobre cubierta de Olivares 03 de 17,86 kW, instalada en 2012.
- Instalación fotovoltaica conectada a red en Asociación Síndrome de Down de 22,05 kW, instalada en 2012.

También cabe destacar otros proyectos de interés promovido por Diputación como la instalación solar fotovoltaica de 36 kW en la cubierta de la planta de selección de residuos y triaje de Ibros, así como en la cubierta del edificio “ACTIVA JAÉN” del Recinto Provincial de Ferias y Congresos de Jaén. (Agenda21, 2012)



Ilustración 3.9. Huerto Solar Olivares (SolarJiennense, 2015)



Ilustración 3.10. C.R. Powersol (SolarJiennense, 2015)

En la ciudad también existen una gran variedad de instalaciones en edificios públicos y privados de menor potencia instalada que incrementan el uso de fuentes de energía renovable que se utilizan en Jaén.

4. ANÁLISIS DE LA INTRODUCCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LA CIUDAD.

4.1. Objetivos

Los proyectos sobre Smart Grid en las ciudades, ya implementados o en desarrollo, pretenden convertir a éstas en modelos nuevos de gestión energética. En el caso de Jaén, ya existe una iniciativa llamada “SmartCity Jaén”, nacida ante esta necesidad de modernizar la ciudad. (SmartCityJaén, 2018)

En este punto, se analizará la introducción de diferentes tecnologías implicadas en las Redes Inteligentes, en un entorno real, atendiendo a las siguientes premisas:

- Mejorar la operación de la red.
- Mejorar los sistemas de tarifas de los usuarios.
- Mejorar la eficiencia energética.
- Incorporar energías renovables a través de la generación distribuida.

Para conseguir estos objetivos desarrollaremos los siguientes puntos, definiendo sus ventajas al introducirlos en la red:

- Tecnologías de Información y Comunicación.
- Telegestión.
- Automatización de la red.
- Generación Distribuida y Sistemas de Almacenamiento.
- Vehículo eléctrico y la tecnología V2G.

El estudio mostrado en los siguientes puntos tendrá como base el proyecto de SmartCity Málaga realizado por Endesa, debido a la cercanía y similitudes de ambas ciudades, así como la mayor facilidad para poder trasladar y adecuar gran parte de la tecnología mostrada en SmartCity Málaga a la zona que se propone en este estudio. (ENDESA, 2014)

4.2. Entorno del análisis

El entorno en el que se efectuará este análisis será la zona del Bulevar de la ciudad de Jaén (al norte de la ciudad), el cual se muestra en la ilustración 4.1.



Ilustración 4.1. Zona del Bulevar. (GOOGLE MAPS, 2018)

La superficie de esta zona es de 1,5 km². Esta zona cuenta con alrededor de 20000 residentes y se encuentra entre dos subestaciones eléctricas, Los Olivares y Victoria. Desde estas dos subestaciones parten las líneas de media tensión que distribuyen la energía eléctrica a esta zona.

4.3. Tecnologías de Información y Comunicación

Para introducir las distintas tecnologías implicadas en la Red Inteligente en la ciudad se necesita el apoyo de un marco de comunicaciones el cual sea totalmente fiable y sirva de soporte a todas las funcionalidades de la Red Inteligente. Para ello, se debe utilizar una nueva infraestructura de comunicaciones con un ancho de banda considerable, una latencia muy baja y una alta fiabilidad para los distintos servicios que se implementen.

La infraestructura de telecomunicaciones que se despliegue en la zona del Bulevar utilizará 2 líneas de media tensión (con alrededor de 10 km de circuitos), las cuales se comunicarán por PLC de banda ancha, intercomunicando 15 centros de distribución de la zona, además de los servicios que se conecten a nivel de baja tensión. Para complementar esta tecnología, se utilizará WiMAX y 3G, utilizando una arquitectura redundante en anillos.

En cuanto a la distribución de la red, se propone utilizar anillos de fibra óptica. De esta forma la red de distribución se comunicará con los centros de transformación a través de una red de acceso. Esta red de acceso puede utilizar la topología de red mallada, interconectando así los diferentes centros de transformación desde las subestaciones más cercanas.

En el nivel de baja tensión, los clientes estarán conectados con su centro de transformación asociado en una configuración de topología en estrella. Para ello, se utilizará PLC de banda ancha.

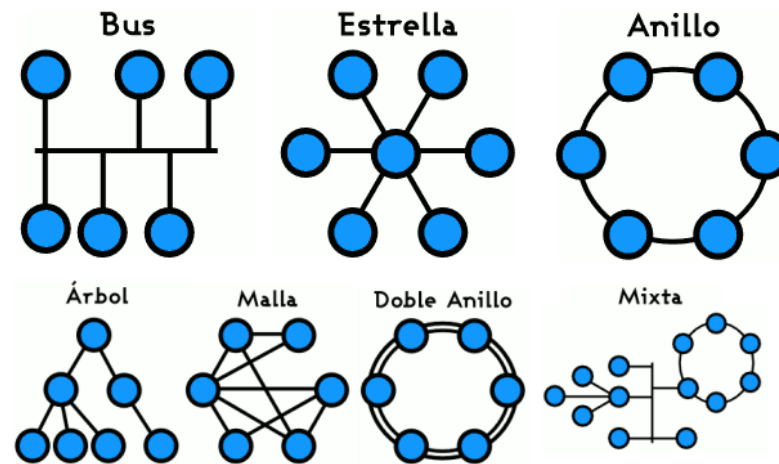


Ilustración 4.2. Topologías de las redes de comunicación. (TECNOCOMPU, 2018)

Esta red de comunicaciones debe cumplir los siguientes requisitos:

- **Seguridad:** Para proporcionar seguridad informática y proteger los datos, se utilizará VLAN (Red de Área Local Virtual) y VRF (Enrutamiento Virtual y Reenvío) para aislar los servicios entre sí, ya que no deben tener visibilidad entre ellos.
- **Calidad:** Para proporcionar calidad en el servicio, se utilizan PLCs de banda ancha. Para lugares distantes, se utilizará WiMAX y 3G.
- **Fiabilidad:** Para proporcionar fiabilidad al sistema, se utilizarán dispositivos muy resistentes que alcance un rendimiento óptimo de fiabilidad. Por otro lado, se utilizarán sistemas de alimentación ininterrumpida con baterías que respalden las fuentes de alimentación de los dispositivos.
- **Disponibilidad:** Para proporcionar niveles óptimos de disponibilidad, en la red de distribución, se utilizará el protocolo OSPF (Primer Camino Más Corto), el cual calcula la ruta idónea entre dos nodos cualesquiera de la red. De esta forma, al producirse una falta o un fallo en algún elemento de la red, se puede reecaminar el transporte de electricidad por otra ruta.

Los productos necesarios a desarrollar en lo que respecta a las TICs serán los siguientes:

- Sistema de telegestión que permita la gestión activa de la demanda. Este sistema lo desarrollaremos en el punto 4.4.
- Herramientas que permitan, tanto la integración de elementos de Generación Distribuida, como la gestión de nuevos elementos de automatización en la red de distribución. Se necesitarán sistemas que monitoricen estos elementos.
- Construcción de un puesto central donde se monitorice y gestione la red de distribución.
- Diseño de un portal para el consumidor, desde donde los consumidores tengan visión en tiempo real de sus consumos, perfiles, emisiones, etc.

4.4. Telegestión

La telegestión se basa en el nuevo contador inteligente, o concentradores en el caso de los centros de transformación. Este contador inteligente, impulsado por la legislación española y europea, tiene previsto terminar su despliegue en todos los hogares a finales del año 2018.

Los contadores inteligentes se podrán comunicar a través de la red eléctrica mediante comunicaciones PLC, los cuales se pueden basar en el protocolo abierto y en fase de estandarización europea "Meters and More". Éste protocolo asegura la privacidad y seguridad de la información de los dispositivos. (Denda, 2016)

Este Sistema de Telegestión implantará mejoras en la relación entre el usuario y la distribuidora eléctrica. Entre esas mejoras destacan la actuación remota de las operaciones de cortes, reconexiones, control de potencia y cambios de tarifa de forma inmediata y sin la intervención del operario. Por otro lado, el Sistema de Telegestión proporciona información fiable sobre el comportamiento de la red, lo cual mejorará la toma de decisiones de explotación y así mejorar la eficiencia del sistema eléctrico. Este sistema permitirá gestionar eficientemente el consumo energético.

4.5. Automatización de la red

El objetivo principal de la automatización de la red es la optimización de la operación del sistema. De esta forma, se minimizan las pérdidas de la red y se solucionan situaciones de fallos en la red un momento dado.

En primer lugar, para tratar los fallos de la red se definirá el concepto de “red autocicatrizante”, el cual implica la automatización del proceso de reposición y reconfiguración de la red. De esta forma, se consigue reducir el tiempo de las interrupciones y el número de maniobras necesarias para aislar el tramo de la falta y reponer el servicio de los Centros de Transformación afectados.

En cuanto a la automatización de los Centros de Transformación, se procederá a automatizar la operación de los seccionadores en carga. Estos seccionadores participarán en la reposición del servicio, gestionado por controladores de red, los cuales incorporan los algoritmos necesarios que permitan la reconfiguración de la red.

Los dispositivos de maniobra tendrán la función de actuación automática, la cual se realiza sobre los seccionadores y podrá ser bloquea desde el Centro de Control en caso de mal funcionamiento. En todos los puntos de actuación, ya sea con o sin la capacidad de actuación automática, se instalarán detectores de paso de falta direccionales y dispositivos de telemetría.

El sistema de localización de faltas que se puede implementar se basa principalmente en la instalación de los detectores de paso mencionados, los cuales detectaran la presencia de tensión de media tensión en la línea, las líneas de media tensión cortadas y comprobarán la apertura en vacío del seccionador automático. Para obtener las medidas que permitan ver la situación de la falta se instalan transformadores de tensión e intensidad en los Centros de Transformación. Los transformadores de tensión, capacitivos, se conectan a la parte activa de cada fase y los transformadores de intensidad se conectan alrededor del cable de media tensión.

Los detectores de falta detectarán si circula por ellos una intensidad igual o superior a la corriente de falta ajustada. A diferencia de las redes no automatizadas, en las que los detectores indican sólo por donde circula la corriente de falta para indicar al operario donde debe ir a maniobrar, en esta red automatizada los detectores

informan de manera remota a los controladores de red para que este inicie el proceso de aislamiento del tramo en falta y reponga el servicio de la manera más eficiente posible.

En cuanto a la automatización del lado de baja tensión de los Centros de Transformación automatizados, se integrará en el cuadro de baja tensión una funcionalidad de supervisión avanzada. Esta supervisión se llevará a cabo con la instalación de sensores toroidales autoalimentados sobre los fusibles que protegen las líneas de baja tensión, los cuales obtienen la medida de corriente de los circuitos y el estado de los fusibles. Estos datos obtenidos por los sensores en tiempo real permiten monitorizar en todo momento la red eléctrica de baja tensión y así poder gestionar incidencias con mayor eficiencia, así como implementar algoritmos que permitan la previsión y prevención de incidencias.

En la ilustración 4.3. podemos observar el esquema de un centro de transformación automatizado.



Ilustración 4.3. Esquema de un Centro de Transformación Automatizado (Aguirre Valparis, Amezua Ayarza, & Sánchez, 2017)

Uno de los principales componentes del Centro de Transformación automatizado es el Gestor Inteligente de Distribución (GID). Este producto es desarrollado por Ormazabal, donde se conoce con el nombre de ekorGID. Este dispositivo se puede observar en la ilustración 4.4. y sus componentes en la ilustración 4.5.

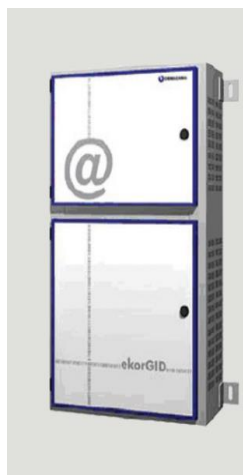


Ilustración 4.4. EkorGID (Ormazabal, 2018)

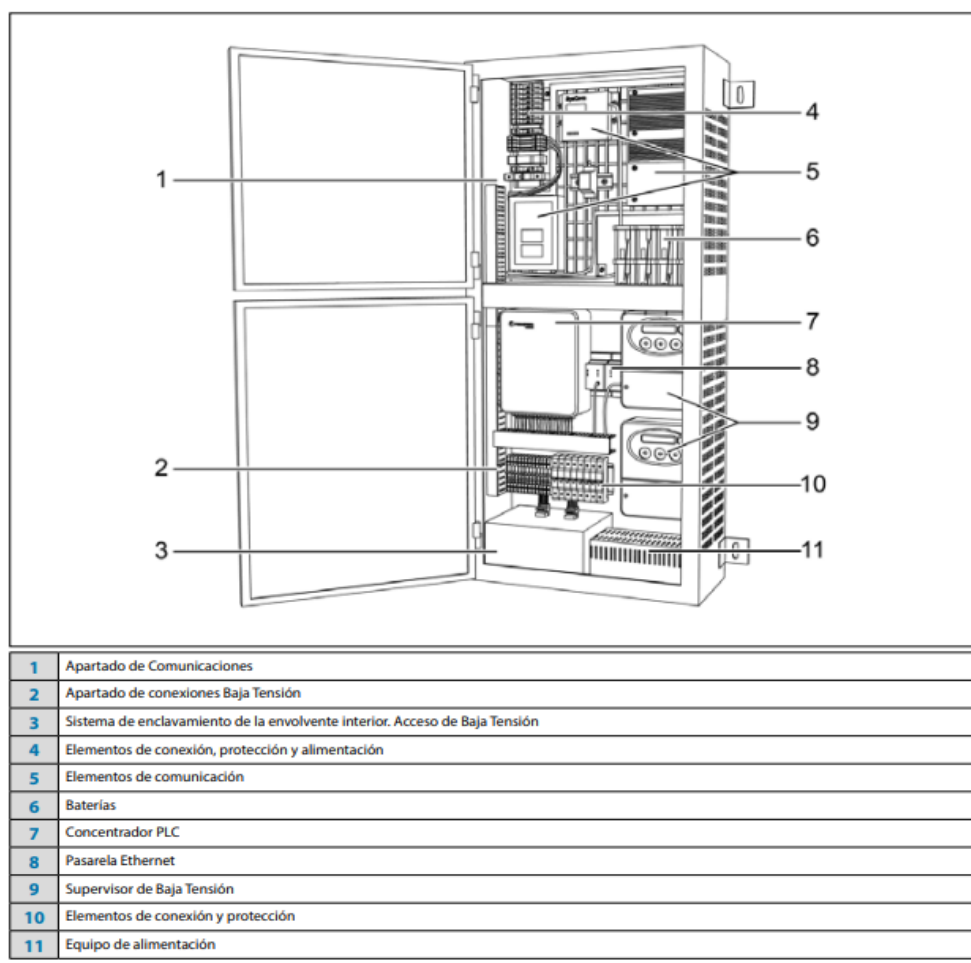


Ilustración 4.5. Elementos principales del EkorGID (Ormazabal, 2016)

Se puede observar en la ilustración 4.5 como el armario esta dividido en diferentes elementos necesarios para poder realizar las siguientes funciones: (Ormazabal, 2016)

- **Telegestión:** Recopila y procesa la información de los contadores inteligentes de los usuarios. La información, recogida y procesada, la envía al Sistema de Telegestión.
- **Supervisión de la red de Baja Tensión:** Mide y procesa las características eléctricas de los consumos en Baja Tensión.
- **Supervisión de la red de Media Tensión:** Mide y procesa las características eléctricas del consumo en Media Tensión, alarmas del Centro de Transformación y faltas.
- **Automatización de la red de Media Tensión.**
- **Comunicaciones:** Hace de enlace de comunicación con el Centro de Control y los elementos correspondientes para las funciones de Vigilancia y Automatización.

Para ejecutar los distintos algoritmos y procedimientos necesarios para la automatización de la gestión de la red necesitaremos controladores de red, dispositivos que son capaces de actuar con autonomía, atendiendo a los requisitos que le imponga el centro de control ante la toma de decisiones. Estos dispositivos tendrán niveles jerárquicos:

- A nivel de subestación se instalarán controladores de red que llamaremos "CRedSE".
- A nivel de centro de transformación se instalarán controladores de red que llamaremos "CRedCT".
- A nivel local, los cuales conectarán los niveles superiores (subestación y centro de transformación) con los puntos de generación, consumo y almacenamiento, se instalarán controladores de red que llamaremos "CRedLocal".

En la ilustración 4.6 podemos observar un esquema simplificado de la arquitectura de control de los controladores de red:

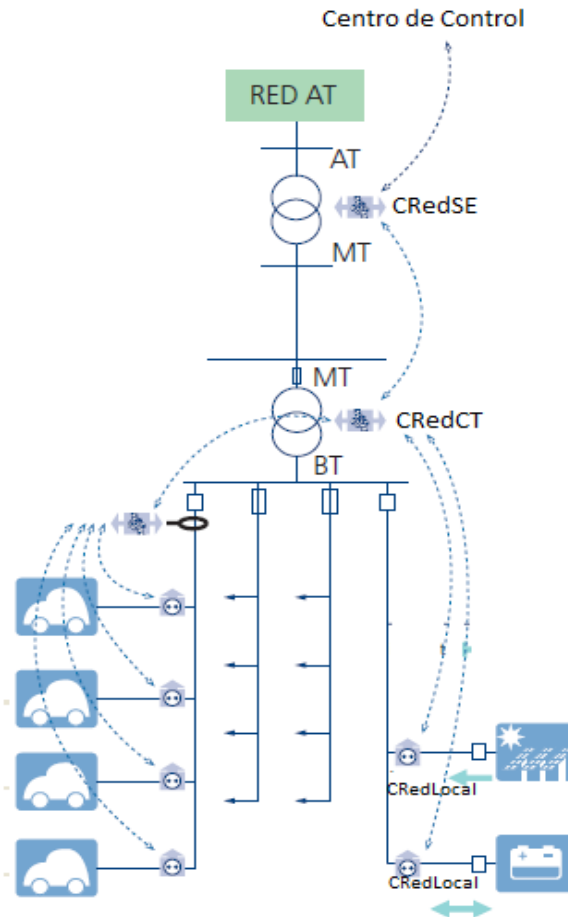


Ilustración 4.6. Esquema simplificado de arquitectura de control de los controladores de red
(editado) (ENDESA, 2014)

Estos controladores de red serán los encargados de ejecutar los algoritmos de control de la red de distribución, así como de gestionar la generación distribuida, el almacenamiento de la energía y la medición inteligente. Las funciones principales de estos controladores de red son las siguientes:

- En el sector de la Telegestión: Lectura de concentradores, sistemas anti-fraude, balance de fases y límite de potencia.
- En el sector de la Automatización Avanzada: Autocicatrización (Aislamiento, detección y recuperación de faltas), operación de la red, gestión de descargos, automatización de la línea.

- En el sector de la regulación de la generación distribuida y sistemas de almacenamiento: Regulación de tensión, compensación de reactiva y limitación de generación de potencia activa.

4.6. Generación distribuida y sistemas de almacenamiento

Uno de los grandes desafíos de la generación distribuida es su conexión a la red de la distribución, ya que esta generación ha sido diseñada originalmente para ser explotada de forma radial y con flujos unidireccionales de energía. Los principales retos a los que se enfrenta el sistema de distribución en este caso son:

- **Regulación de tensión de la red:** Al realizar la conexión de fuentes de generación distribuidas en el sistema de distribución, se reduce la demanda de potencia desde el punto de suministro. Por otro lado, esta conexión puede llegar a causar un aumento en la tensión.
- **Equilibrio de tensiones:** Los pequeños generadores monofásicos pueden llegar a introducir pequeños desequilibrios en la tensión trifásica de la red.
- **Sincronización:** La conexión de las fuentes de generación a la red debe hacerse bajo condiciones de sincronismo. Estas condiciones no permite que se excedan unos límites en la diferencia de módulo, fase y frecuencia de la tensión entre la red y el generador.
- **Armónicos:** Los equipos electrónicos de los sistemas de generación pueden introducir armónicos en la red. Los sistemas fotovoltaicos, los cuales trataremos en este estudio, debido a su inversor DC/AC, presentan contribuciones de armónicos de tercer, quinto y séptimo orden.
- **Variabilidad:** Los sistemas de generación renovable utilizados para la generación distribuida, implica una intermitencia en la disponibilidad del recurso primario. En el caso de los sistemas fotovoltaicos, el recurso primario sería el sol.
- **Generación distribuida en el sistema de protección de la red:** La conexión de los sistemas de generación distribuida en la red de distribución provoca variaciones en las corrientes de falta. En el caso de

una falta en una línea de media tensión, además de el aporte desde la red de alta tensión, los generadores distribuidos aporta también en la línea de media tensión, por lo que la red de distribución perdería el comportamiento radial diseñado originalmente y se provocarían errores en los detectores de paso de falta. Por otro lado, los generadores de energía renovable usan convertidores de potencia y estos tienen corrientes de operación limitada, por lo que condicionan la magnitud de la corriente de falta por parte de la generación distribuida a aproximarse a la corriente nominal y provocarían problemas para detectar dicha falta.

Estos retos a los que se enfrenta la generación distribuida pueden ser solucionados gracias a la automatización de la red.

Dejando de lado los retos planteados a los que la automatización de la red daría solución, las principales ventajas que presenta la generación distribuida son:

- Pérdidas ocasionadas por el transporte y la distribución muy reducidas. Esto es debido a la proximidad de la generación y el consumo, aumentando así la eficiencia del sistema.
- Con el adecuado control de tensión y gestión de potencia reactiva proporcionado por la automatización de la red, se soluciona el problema de la regulación de tensión comentado anteriormente. De esta forma se mejora el perfil de tensiones en la red de distribución.
- Elevada independencia energética y grandes ventajas medioambientales gracias al uso de fuentes de generación renovable.

En cuanto a los sistemas de almacenamiento de energía, permiten mejorar la calidad de la red y reducir los desequilibrios en la curva de demanda. De esta forma, al existir un desfase temporal entre la punta de consumo y de generación, esta energía almacenada podría satisfacer esa demanda. La tecnología que utilizaremos en nuestros sistemas de almacenamiento serán baterías de Plomo-ácido.

En el caso de este estudio, se integrará en la red de distribución de la zona del Bulevar diversos sistemas de generación y almacenamiento distribuidos, los cuales se mencionan a continuación:

- Como almacenamiento estacionario, se propone instalar, en el edificio Banco de España (su localización se muestra en la ilustración 4.7), un gran punto de almacenamiento destinado a un uso muy estable, pudiendo ser operado por el cliente o bien bajo órdenes o recomendaciones del sistema de control y monitorización de la Smart Grid. Además, cada centro de transformación automatizado de la red de distribución se conectará a un sistema de almacenamiento. Esta conexión la podemos ver simplificada en la ilustración 4.8.



Ilustración 4.7. Edificio del Banco de España (GOOGLE MAPS, 2017)

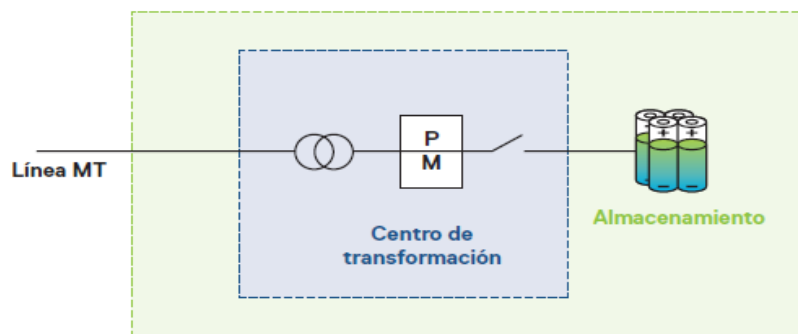


Ilustración 4.8. Centro de Transformación con sistema de almacenamiento (ENDESA, 2014)

Para el sistema de almacenamiento en el edificio Banco de España se propone utilizar baterías Plomo-ácido Hoppecke OPzS, cuyos cálculos serán descritos en el Anexo 8.2.1. La capacidad de este sistema de almacenamiento será de 3000 Ah.

El sistema fotovoltaico propuesto estará formado por paneles solares de 150 W, cuyos cálculos serán descritos en el Anexo 8.2.1.

- Como almacenamiento discrecional, se llevará a cabo por el vehículo eléctrico y su tecnología V2G, la cual describimos en el punto 2.3.5. Este almacenamiento podrá ser usado para alimentar el alumbrado de la zona o en la recarga del vehículo. Este apartado lo describiremos con mayor profundidad en el punto 4.7.
- Como almacenamiento instantáneo, se instalará una red de farolas con placas fotovoltaicas. Estas farolas, llamadas “farolas solares”, ya han sido instaladas en algunas zonas de Jaén en el año 2011.

Las farolas solares son dispositivos provistos de placas fotovoltaicas que almacenan la energía solar para alumbrar bombillas de bajo consumo LED. El esquema de estos dispositivos podemos observarlo en la ilustración 4.9. (SmartCityJaén, 2012)

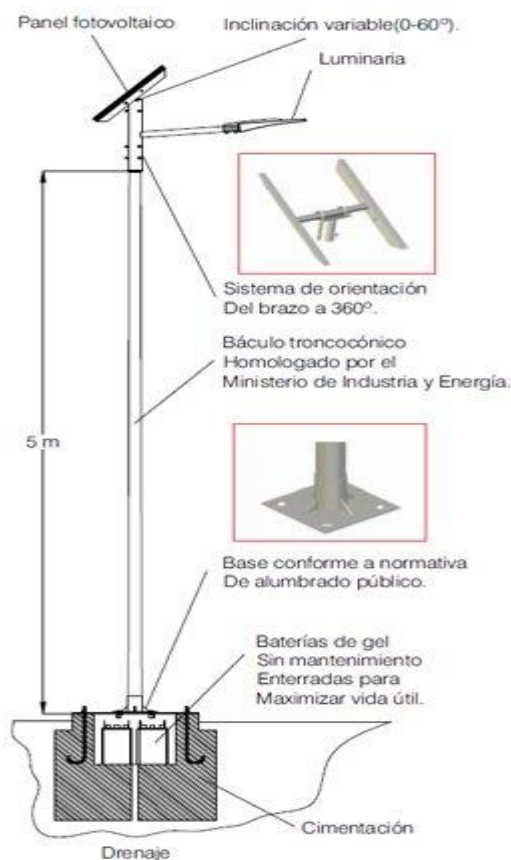


Ilustración 4.9. Esquema de una farola solar (SmartCityJaén, 2012)

Tomaremos como ejemplo los modelos instalados ya en la ciudad. Este modelo es el llamado “SolarFix” de la empresa Unitecnia y tiene las siguientes características:

- 1 Panel solar monocristalino 100 + 40 Wp bifacial
- 4 unidades de baterías de 40 Ah
- Lámpara con una potencia de 15 -22 W
- Índice de protección Clase II IP-65
- Base de 260 mm de diámetro
- Altura de 4500 mm
- Peso de 200 kg



Ilustración 4.10. Farola Solar SolarFix instaladas en el complejo Las Fuentezuelas (SmartCityJaén, 2012)

Estas farolas serán instaladas en varias zonas del Parque del Bulevar sustituyendo las existentes. En concreto, se instalarán un total de 20 farolas solares en las zonas del parque mostradas en la ilustración 4.11 (10 farolas en cada zona señalada).

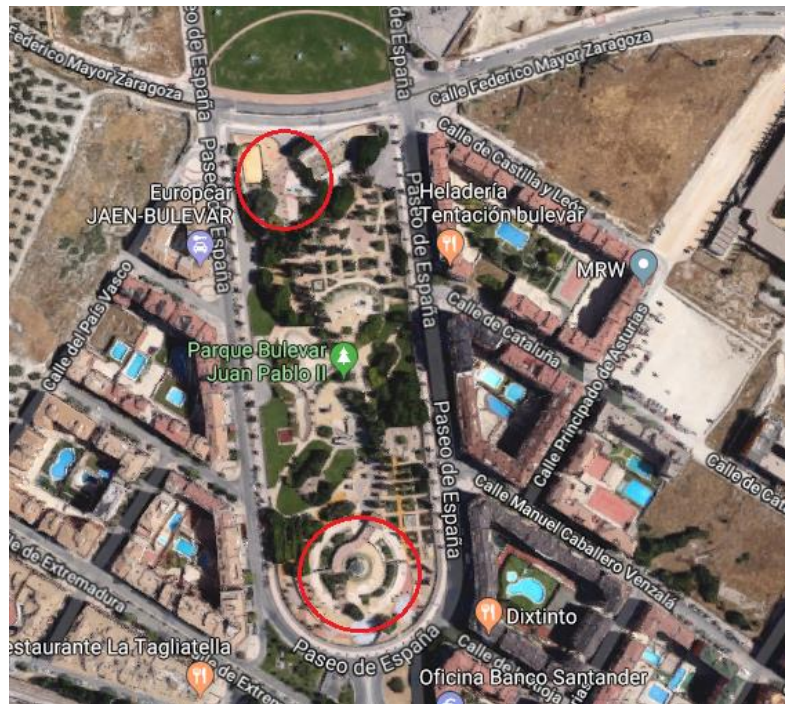


Ilustración 4.11. Zonas de instalación de las farolas solares. (GOOGLE MAPS, 2017)

Al igual que los sistemas de generación distribuida, los sistemas de almacenamiento operan en corriente continua, por lo que se instalarán sistemas de inversores para convertir esa corriente en corriente alterna y así integrarla en la red de distribución. Dentro de los inversores se instalarán controladores de red para las comunicaciones.

4.7. Vehículo eléctrico

Los vehículos eléctricos son capaces tanto de cargar sus baterías cuando son conectados a la red como de descargarlas a la misma gracias a la tecnología V2G, la cual se describió en el punto 2.3.5. Esto supone una gran oportunidad de mejora en la eficiencia del sistema eléctrico, ya que la carga o descarga del vehículo puede hacerse en cualquier momento elegido por los usuarios o por el sistema de gestión de la red.

En relación al almacenamiento de energía, recargar las baterías de estos vehículos durante los periodos de menor demanda (por la noche), permitirá aplanar la

curva de demanda. Asimismo, al descargar de la energía contenida en los vehículos eléctricos en los periodos de mayor demanda permitirá disminuir la exigencia de generación de energía de las centrales.

En cuanto a los puntos de recarga V2G, se instalará esta tecnología en puntos de la vía pública de la zona de estudio, únicamente en los puntos de recarga lenta. Estos puntos de recarga serán gestionados por el operador del sistema bajo un sistema específico de órdenes que permita su funcionamiento eficiente e integrado en la red. Un ejemplo de esquema de los puntos de recarga V2G podemos observarlo en la ilustración 4.12.

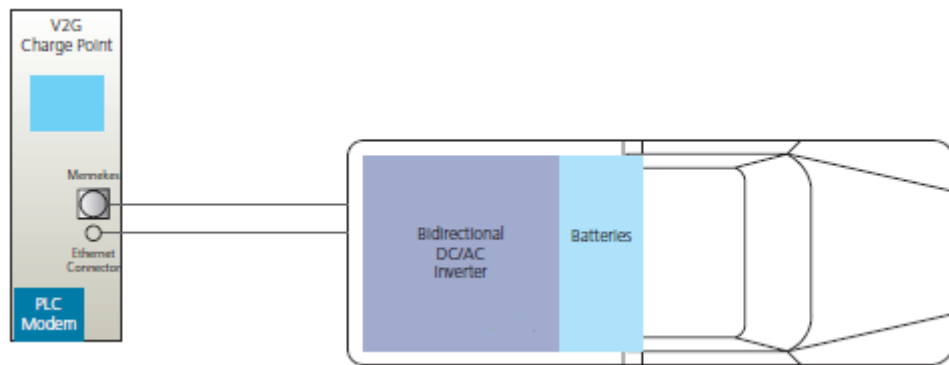


Ilustración 4.12. Ejemplo de un esquema de conexión del cargador con el punto de carga (ENDESA, 2014)

En la provincia de Jaén es bajo el número de vehículos eléctricos circulando por las calles. En el año 2015 se vendieron 10 vehículos eléctricos, en 2016 fueron 9 y en este año 2018 se han vendido 3 hasta ahora.

Estos datos nos llevan a recurrir sólo a 3 puntos de recarga semi - rápida públicos a lo largo de la zona de estudio, los cuales se instalarán en el Paseo de España, en concreto en los aparcamientos del Parque del Bulevar y del Parque Andrés de Vandelvira, ya que esta zona es muy concurrida, tanto de residentes como quién esté de paso por la ciudad. No obstante, se deberá tener en cuenta el posible aumento en compras de vehículos eléctricos, lo cual nos llevará al caso de instalar más puntos de cargas en base a las necesidades de los usuarios. En las ilustraciones 4.13, 4.14, 4.15 y 4.16 podemos observar la propuesta donde se podría instalar estos puntos de carga.



Ilustración 4.13. Puntos de recarga rápida propuestos en el Paseo de España (GOOGLE MAPS, 2017)



Ilustración 4.14. Zona de punto de recarga 1 propuesto (GOOGLE MAPS, 2017)



Ilustración 4.15. Zona de punto de recarga 2 propuesto (GOOGLE MAPS, 2017)

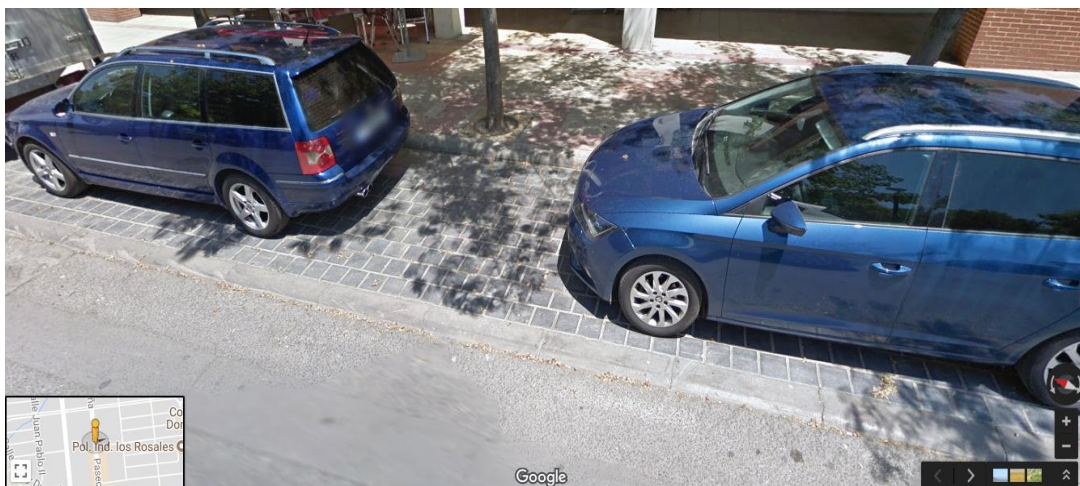


Ilustración 4.16. Zona de punto de recarga 3 propuesto (GOOGLE MAPS, 2017)

Como ejemplo de postes de recarga semi-rápida exterior podemos utilizar el equipo Raption, el cual podemos observar en la ilustración 4.17. El catálogo de este poste lo podemos observar más detalladamente en el anexo 7.1.3.



Ilustración 4.17. Poste RVE-P de circutor (Circutor, 2018)

Por otro lado, también se instalarán puntos de recarga lenta en un punto de la zona de estudio, en concreto en la Calle Antonio Muñoz Molina, zona que podemos observar en la ilustración 4.18 y 4.19. De esta forma, los residentes que no posean de puntos de carga en su vivienda, así como usuarios que estén de visita en la ciudad, podrán dejar su vehículo en esta zona y así cargar la batería de su vehículo mientras dure la visita.



Ilustración 4.18. Punto de carga lenta propuesto (GOOGLE MAPS, 2017)



Ilustración 4.19. Zona de punto de carga lenta propuesto (GOOGLE MAPS, 2017)

El punto de recarga lenta se debe diseñar de modo específico para la aplicación de esta propuesta. Como ejemplo se propone utilizar los equipos RVE2-P configurable con múltiples tomas de recarga el cual podemos observar en la ilustración 4.20, el cual será modificado para la implantación de la tecnología V2G en el mismo. El catálogo de este equipo se puede observar en el anexo 7.1.4.



Ilustración 4.20. Poste RVE2-P de circutor (Circutor, 2018)

5. ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA PROPUESTA.

Una vez descrita la propuesta a realizar en este estudio procederemos a desarrollar un estudio de viabilidad técnico – económica de la propuesta.

En primer lugar, repasaremos los datos relevantes que se proponen en el estudio:

- 15 Centros de Transformación intercomunicados.
- Sistema de almacenamiento en el edificio Banco de España formado por baterías de Plomo-ácido, junto con un sistema de paneles fotovoltaicos en su cubierta.
- 20 Farolas Solares en el Parque del Bulevar.
- 3 puntos de recarga semi – rápida en el Paseo de España.
- 1 punto de recarga lenta en la Calle Antonio Muñoz Molina.

Estos datos son los que se utilizarán para realizar el estudio de viabilidad de este punto.

5.1. Viabilidad técnico-económica de la Automatización de los Sistemas Eléctricos propuestos.

Las nuevas funcionalidades de la red de distribución descritas en este estudio no serán posible sin la automatización de los Centros de Transformación que se implementarán en la zona de estudio. Esta automatización de los Centros de Transformación se puede considerar la principal acción en la automatización de la red de distribución.

Como se describe en el punto 4.5 el elemento más importante de un Centro de Transformación Automatizado es la Unidad Gestora Inteligente de Distribución “ekorGID”. Esta unidad posibilita la viabilidad de las TICs y la Telegestión ya que permite recopilar y procesar la información proveniente de los contadores de clientes

de Baja Tensión, así como medir y procesar las características eléctricas del consumo en Media Tensión, además de faltas. Este elemento es el corazón del Centro de Control Automatizado, lo cual se puede observar en la ilustración 5.1

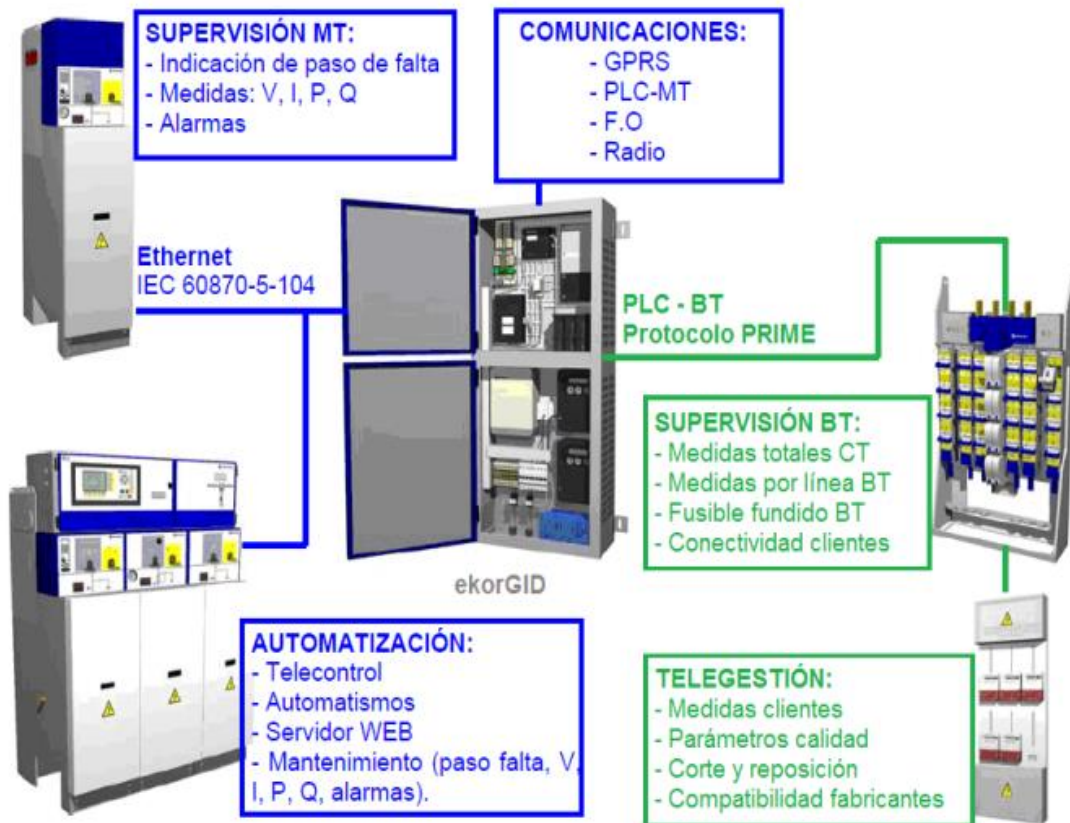


Ilustración 5.1. Integrantes del Centro de Transformación Automatizado (Ormazabal, 2018)

En la ilustración 5.1 también se puede observar los demás integrantes que componen el Centro de Transformación Automatizado. Los modelos de estos elementos que se proponen en este estudio son los siguientes:

- Unidad Integral Compacta con Telemando CGMCOSMOS – 2lpt de Ormazabal, la cual consta de dos funciones de línea y una función de protección con fusibles, junto con unidades ekorSYS para funciones de automatización y telemando. (Ormazabal, 2018)

Este equipo lo componen dos elementos:

- **ekorRCI:** Unidad de control integrado para la supervisión y control función de línea, compuesta de un relé electrónico y sensores de intensidad. Se comunica con la unidad remota para las funciones de telecontrol y tiene la capacidad de mando local.
- **ekorUCT:** Unidad compacta de telecontrol para la automatización y telemando de celdas equipadas con control integrado. Incluye las funciones de alimentación segura, terminal remota y comunicaciones.

El catálogo de este equipo se puede encontrar en el anexo 8.1.7.

- Transformador trifásico reductor de tensión con neutro accesible en el secundario y refrigeración natural de aceite. La potencia del transformador variará dependiendo de los cálculos que se realicen, como ejemplo tomaremos una potencia de 50 kVA. La tensión primaria será de 20 kV y la tensión secundaria de 420 V.
- Cuadro de baja tensión de Ormazabal para redes de distribución con bases portafusibles tripolares verticales e intensidad asignada de hasta 1600 A. Este elemento se muestra en la ilustración 5.2. El catálogo de este Cuadro de baja tensión se puede encontrar en el anexo 8.1.10.



Ilustración 5.2. Cuadro de baja tensión de 8 salidas de Ormazabal. (Ormazabal, 2018)

- Envolverte prefabricada de hormigón tipo PFU de ormazabal, los cuales se instalan en la superficie, de estructura monobloque. En su interior se incorporarán todos los componentes eléctricos. En la ilustración 5.3 podemos observar esta envolverte. El catálogo de esta envolverte se puede ver en el anexo 8.1.11.



Ilustración 5.3. Envolverte prefabricada de Centro de Transformación tipo PFU (Ormazabal, 2018)

En la tabla 5.1 se mostrarán los distintos elementos que componen cada Centro de Transformación Automatizado que se propone en este estudio, así como el precio aproximado de cada elemento.

Elemento del CT Automatizado	Precio aproximado (€)
Gestor Inteligente de Distribución ó ekorGID	9.000,00
Unidad integral compacta con telemando CGMCOSMOS – 2lpt	18.000,00
Transformador 50 kVA aceite	5.000,00
Cuadro de Baja Tensión 8 salidas	8.000,00
Envolvente prefabricada de hormigón tipo PFU	17.000,00
Celda de entrada/salida CGM-CGC interruptor-seccionador con telemando	5.000,00
Puentes entre celdas y puentes del transformador	2.000,00
Iluminación	100,00
Equipos de operación, maniobra y seguridad	400,00
Instalación de Puesta a Tierra	500,00
TOTAL	65.000,00

Tabla 5.1. Precio de los distintos elementos de un Centro de Transformación Automatizado de Ormazabal.

Una vez conocido el precio aproximado total de cada Centro de Transformación Automatizado (65.000,00 €), multiplicando por el número de centros de transformación propuestos en el estudio (15), obtendremos el precio aproximado total de todos los Centros de Transformación Automatizados. El precio aproximado total será de 975.000,00 €.

En este estudio de viabilidad se debe recalcar que los precios son aproximados, ya que cada Centro de Transformación Automatizado, así como cada elemento del mismo han de ser calculados independientemente, por lo que el precio de cada uno podrá variar en algunos casos.

También hay que considerar los circuitos y equipos que son necesarios para la automatización de los sistemas eléctricos, ya que se necesitarán para la automatización de las 2 líneas de media tensión (20kV) que se propone, así como de otros elementos. El coste de estos circuitos se estimará en 10.000 €.

5.2. Viabilidad técnico-económica de los sistemas de generación distribuida y sistemas de almacenamiento propuestos.

En primer lugar, se analizará la viabilidad técnico-económica del sistema de almacenamiento que se propone para el edificio “Banco de España”.

Los modelos de los distintos elementos más importantes de la instalación que se proponen en este estudio son los siguientes:

- Panel Solar de 150W 12V Policristalino Atersa SHS compuesto por un cristal templado de 3,2 mm de espesor libre de contenido en plomo. Este panel permite que la luz solar pase sin perder eficiencia hacia las células fotovoltaicas, por lo que aprovecha el máximo de la radiación solar. La eficiencia de las células es del 18%, eficiencia alta comparándolo con los demás paneles solares de la misma potencia. El catálogo de este equipo se puede encontrar en el anexo 8.1.5.



Ilustración 5.4. Panel Solar de 150W 12V Policristalino Atersa SHS (AutoSolar, 2018)

- Batería Estacionaria 2V 1500Ah Hoppecke 10 OPzS 1000. Este tipo de baterías se las conoce como vasos unitarios de un juego de baterías. Estos vasos formarán, junto a otras unidades idénticas, una bancada de 12 vasos a 24V. El catálogo de este equipo se puede encontrar en el anexo 8.1.6.



Ilustración 5.5. Batería Estacionaria 2V 1500Ah Hoppecke 10 OPzS 1000 (AutoSolar, 2018)

- Regulador 12V/24V 60A PWM Must Solar. Este regulador de carga está equipado con una pantalla LCD para poder visualizar y controlar todos los parámetros de la instalación solar. El catálogo de este equipo se puede encontrar en el anexo 8.1.7.



Ilustración 5.6. Regulador 12V/24V 60A PWM Must Solar (AutoSolar, 2018)

- Inversor Red 2700 W INGECON Sun 1PLAY 2.7TL M. Este equipo presenta un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia, el cual le permite obtener la máxima cantidad de energía la instalación solar, permitiendo una máxima eficiencia en los mismos. El catálogo de este equipo se puede encontrar en el anexo 8.1.8.



Ilustración 5.6. Inversor Red 2700 W INGECON Sun 1PLAY 2.7TL M (AutoSolar, 2018)

En la tabla 5.2 se mostrarán los distintos elementos se utilizarán para la instalación de este sistema.

Elemento	Precio aproximado unidad (€)	Número de elementos necesarios	Precio aproximado total (€)
Panel Solar 150W 12V Policristalino Atersa SHS	150,00	16	2.400,00
Batería Estacionaria 2V 1500 Ah Hoppecke 10 Opzs 1000	520,00	12	6.240,00
Regulador 12V/24V 60A PWM Must Solar de la página web AutoSolar.	145,00	1	145,00
Inversor Red 2700 W INGECON Sun 1PLAY 2.7TL M	1.200,00	1	1.200,00
Cable RV-K 6mm2 PowerFlex de Top Cable	2,00	40	80,00
Cable RV-K 16mm2 PowerFlex de Top Cable	4,00	60	240,00
Cable RV-K 50mm2 PowerFlex de Top Cable	6,00	4	24,00
Repartidor LEGRAND conexión paralelo Módulos	30,00	2	60,00
Caja Estanca 150x120 mm	8,00	2	16,00
TOTAL			10.405,00

Tabla 5.2. Precio de los distintos elementos del sistema de almacenamiento que se propone instalar en el edificio Banco de España.

A continuación, se analizará la viabilidad-técnico económica de las farolas solares “SolarFix” propuestas en este estudio.

Las farolas tienen un precio aproximado de 1.500,00 €, por lo que al proponer 20 farolas solares en este estudio, su coste ascendería a 30.000,00 € en total.

Una vez obtenidos los precios totales de ambos sistemas se obtiene el precio total aproximado, el cuál es de 40.405,00 €.

5.3. Viabilidad técnico-económica de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos propuestos.

En primer lugar analizaremos la viabilidad técnico-económica de los 3 equipos de recarga semi-rápida propuestos que se instalarán en el Paseo de España.

El equipo de recarga semi-rápida que se propone en este estudio es el equipo Serie RAPTION 22. Este equipo de recarga para vehículos eléctricos funciona con potencias de hasta 22 kW. También dispone de una pantalla interactiva, además de comunicaciones Ethernet y 3G, las cuales facilitan la interacción al usuario, así como la gestión remota al centro de control. El catálogo de este equipo se muestra en el anexo 7.1.3.

En la tabla 5.3 se muestran los distintos elementos que se necesitan para su instalación, así como su precio aproximado.

Elemento	Precio aproximado unidad (€)	Número de elementos necesarios	Precio aproximado total (€)
Canalización eléctrica para la conexión de los postes de recarga formada por 2 tubos de PVC de un determinado diámetro. (unidad en metros)	30,00	25	750,00
Cuadro de protección	700,00	3	2.100,00
Protección de cable de alimentación a poste de recarga en falso techo, mediante tubo de acero galvanizado.	300,00	3	90,00
Hornacina de hormigón para la ubicación del cuadro de protección y modulación para equipo de medida de lectura directa	600,00	3	1.800,00
Estación de recarga exterior con triple toma para vehículo eléctrico RAPTION 22	15.000,00	3	45.000,00
TOTAL			50.550,00

Tabla 5.3. Precio de los distintos elementos de los puntos de carga semi-rápida que se propone instalar en el Paseo de España.

El equipo de recarga lenta que se propone en este estudio es el equipo Serie RVE2-P. Estos postes de recarga de vehículos requieren de características muy concretas en lo que se refiere a robustez, ya sea frente a condiciones ambientales variables como a actos vandálicos. Para este equipo se deben disponer de las medidas adecuadas de seguridad eléctrica.

En la tabla 5.4 se muestran los elementos necesarios para la instalación del punto de recarga lenta en la Calle Antonio Muñoz Molina, así como su precio aproximado.

Elemento	Precio aproximado unidad (€)	Número de elementos necesarios	Precio aproximado total (€)
Canalización eléctrica para la conexión de los postes de recarga formada por 2 tubos de PVC de un determinado diámetro. (unidad en metros)	35,00	15	525,00
Cuadro de protección	800,00	1	800,00
Protección de cable de alimentación a poste de recarga en falso techo, mediante tubo de acero galvanizado.	300,00	5	1.500,00
Hornacina de hormigón para la ubicación del cuadro de protección y modulación para equipo de medida de lectura directa	650,00	5	3.250,00
Estación de recarga exterior con triple toma para vehículo eléctrico RVE2-P	4.100,00	5	20.500,00
TOTAL			26.575,00

Tabla 5.4. Precio de los distintos elementos de los puntos de carga lenta que se propone instalar en la Calle Antonio Muñoz Molina.

5.4. Viabilidad técnico-económica de todos los sistemas propuestos.

En los apartados anteriores se ha estudiado el precio de cada sistema propuesto por separado. En este apartado se mostrará en la tabla 5.5 los precios totales de esos sistemas, así como el precio total del conjunto.

Sistema	Precio aproximado (€)
Centros de Transformación Automatizados	975.000,00
Circuitos y equipo necesario para la automatización	10.000,00
Sistema de almacenamiento	10.405,00
Sistema de generación distribuida	30.000,00
Puntos de recarga semi-rápida de Vehículo Eléctrico	50.550,00
Punto de recarga lenta de Vehículo Eléctrico	26.575,00
TOTAL	1.102.530,00

Tabla 5.5. Precios totales de los sistemas eléctricos propuestos

Una vez obtenido el coste de las instalaciones propuestas, se realizará una justificación, de forma aproximada, de los beneficios que supondrán estas instalaciones a la ciudad. Para ello, se tomará como referencia los beneficios que aportó a la ciudad de Málaga el proyecto SmartCity Málaga, del cual se basa este estudio.

En primer lugar, con esta propuesta se pretende conseguir una mayor integración de las fuentes de energía renovables dentro de la red eléctrica de la zona. Las principales ventajas que hay que recalcar es que la obtención de la energía con este tipo de instalaciones es más limpia y que el acercamiento de la generación al consumo reduce las pérdidas de energía en la red.

En este estudio se han propuesto varias instalaciones fotovoltaicas en la zona, teniendo en cuenta esto y la concienciación de los usuarios al uso de este tipo de energía en sus hogares, se puede conseguir un fuerte aumento en la utilización de

fuentes de energías renovables. Este aumento se puede observar en el proyecto de SmartCity Málaga, en el cual, gracias a la instalación de diversas fuentes de energía renovables (solar y eólica) se produjo un incremento del uso de éstas entre octubre de 2012 y enero de 2013. Esto puede observarse en la gráfica de la ilustración 5.7. (ENDESA, 2014)



Ilustración 5.7. Evolución temporal del incremento de energías renovables en SmartCity Málaga
(ENDESA, 2014)

En la gráfica se observa que, a pesar de las fluctuaciones en los valores diarios a causa de la variabilidad de las fuentes de energía renovable, el valor medio mensual se sitúa alrededor del 15%. Una evolución similar, aunque en un plazo mayor al indicado en la ilustración 5.7, podría conseguirse en la zona propuesta de este estudio mediante el uso de la tecnología descrita en los apartados anteriores. Para conseguir estos resultados, es importante que los usuarios instalen en sus viviendas tecnologías de este tipo.

Otro punto a tener en cuenta, es el ahorro de emisiones de CO₂ que conlleva las instalaciones de este tipo. La tecnología propuesta en el estudio podría suponer un ahorro aproximado del 20% de emisiones anuales de CO₂ en la zona de estudio, lo que resultaría ser una muestra evidente del beneficio social y medioambiental, así como la clara sostenibilidad de este tipo de iniciativas.

Las reducciones de emisiones de CO₂ corresponderán principalmente del ahorro que se alcanza en alumbrado público en la zona del Parque Bulevar y en clientes de elevada potencia que residen en la zona. Por otro lado, este ahorro también procederán de la disminución de las pérdidas de energía, a la generación de energía

renovable y a la utilización de vehículos eléctricos por la zona gracias a los puntos de recarga propuestos.

Como ejemplo de ahorro de emisiones de CO₂ que se pueden conseguir con la tecnología que se propone en el estudio, se mostrará en la ilustración 5.8 una gráfica con la evolución temporal en la reducción de emisiones de CO₂ en el proyecto SmartCity Málaga entre octubre de 2012 y enero de 2013, ya que se utilizó una tecnología similar a la propuesta en este estudio.



Ilustración 5.8. Evolución temporal en la reducción de emisiones de CO₂ en SmartCity Málaga
(ENDESA, 2014)

En la gráfica se observa que el ahorro medio mensual se sitúa alrededor del 15%. Un ahorro similar, aunque en un plazo mayor al indicado en la ilustración 5.8, podría conseguirse en la zona propuesta de este estudio mediante el uso de la tecnología descrita en los apartados anteriores.

Como último punto a considerar en el beneficio de la instalación de los sistemas de este estudio, es la mejora de la eficiencia energética que supondría la implantación de este estudio a la zona propuesta. Estas mejoras podrían resumirse en dos puntos principales:

- Mejora en la eficiencia del sistema de distribución, gracias a todos los sistemas de automatización descritos en el estudio, lo que llevaría a una considerable disminución de pérdidas.
- Mejora en la eficiencia del consumo de energía, gracias a la disminución en el consumo dedicado a alumbrado público, a la reducción en el consumo de clientes de elevada potencia y a la

disponibilidad de energía renovable por medio de los sistemas de almacenamiento.

Como ejemplo de la mejora de eficiencia energética que se puede llegar a lograr con la implantación una tecnología similar a la descrita en este estudio, se mostrará en la ilustración 5.9 una gráfica con la mejora de la eficiencia energética que supuso en la ciudad de Málaga el proyecto SmartCity Málaga.



Ilustración 5.9. Mejora de la eficiencia energética en SmartCity Málaga (ENDESA, 2014)

Como se puede observar en la gráfica de la ilustración 5.9, la mejora de la eficiencia energética se encuentra en un valor medio de alrededor del 25%. Una mejora similar podría conseguirse con la implantación de los sistemas propuestos en este estudio, aunque en un plazo mayor al mostrado en la gráfica de la ilustración 5.9.

Una vez visto los beneficios que puede aportar la instalación de la tecnología propuesta en este estudio, se propondrá un periodo de amortización de las inversiones que se deben realizar para su implementación.

En cuanto a los puntos de recarga de vehículo eléctrico que se proponen en el estudio, se propone un coste por hora mientras el usuario deja su vehículo en el punto de recarga. El coste variará dependiendo del tipo de recarga, siendo más caro dejar el vehículo en los puntos de recarga semi-rápida. Los costes que se proponen se describen a continuación:

- En los puntos de recarga semi-rápida el coste que se propone es de 3,00€/h. Ya que este tipo de recarga completa la recarga del vehículo en

3 horas aproximadamente, se estimará que cada vehículo eléctrico que estacione en estos puntos de recarga tenga un coste de 9,00€.

- En los puntos de recarga lenta el coste que se propone es de 1,00€/h. Ya que este tipo de recarga completa la recarga del vehículo en 8 horas aproximadamente, se estimará que cada vehículo eléctrico que estacione en estos puntos de recarga tenga un coste de 8,00€.

Una vez conocido el coste que supone para cada vehículo eléctrico que estacione en estos puntos de recarga, se calculará aproximadamente los euros al año que aportará este tipo de tecnología para amortizar la inversión. Para ello, se estimará que al día estacionará una media de 10 vehículos eléctricos en cada punto de carga semi-rápida y una media de 5 vehículos eléctricos en cada punto de carga lenta. Por lo tanto, cada día los puntos de recarga semi-rápida recibirá un importe de 90,00€, por lo que al año recibirán un importe de 32.850,00€. Procediendo igual para los puntos de recarga lenta, éstos recibirán un importe de 40,00€/día, por lo que al año recibirán un importe de 14.600,00€.

Al conocer los euros al año que aportará estos puntos de recarga podemos observar que ésta tecnología se amortizará en 2 años aproximadamente.

Por otro lado, habrá que tener en cuenta la tecnología V2G instalada en los equipos de recarga, por lo que se propone que el usuario que aporte energía a la red de la zona mediante esta tecnología tendrá un descuento en el coste de la recarga de su vehículo.

En cuanto a las instalaciones fotovoltaicas propuestas en este estudio se estimará que el periodo de amortización sea de 10 años aproximadamente. Este dato se ha estimado en base a un estudio realizado por la Fundación para la Eficiencia Energética "Autoconsumo Fotovoltaico". (QuantumEnergia, 2017)

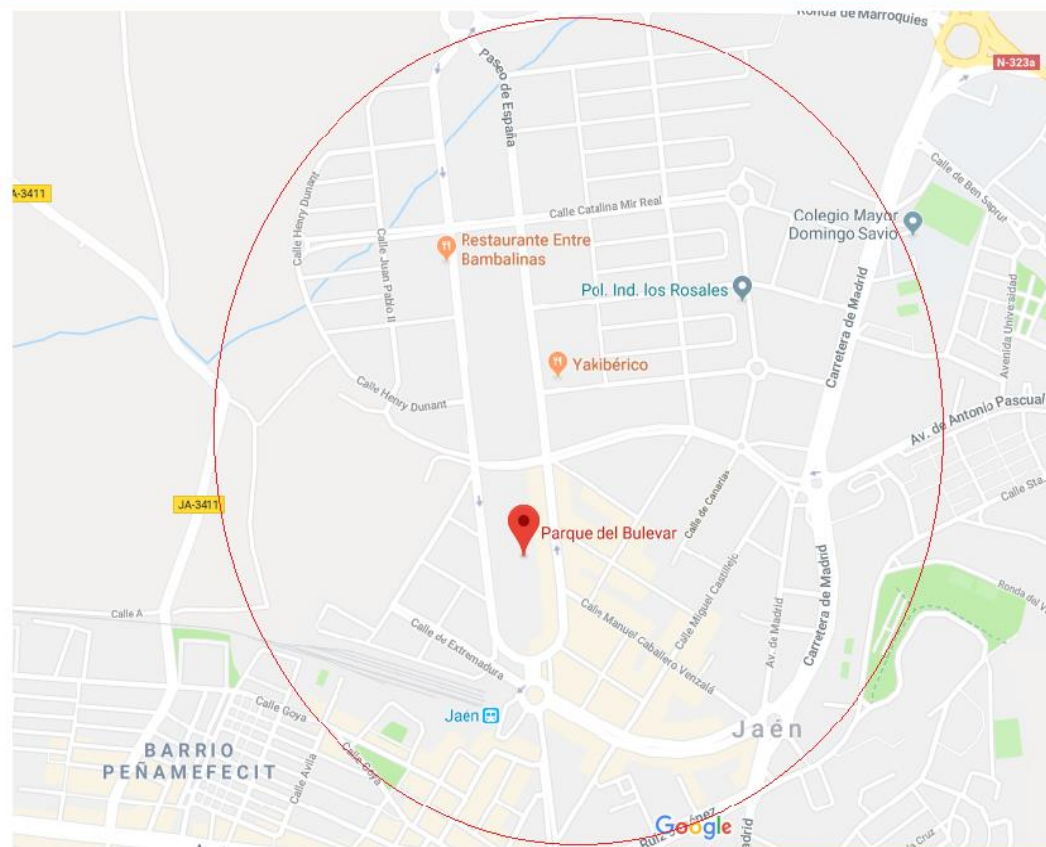
Para poder amortizar los demás elementos propuestos en este estudio se propone solicitar una ayuda al Programa de Incentivos para el Desarrollo Energético Sostenible de Andalucía 2020 "Andalucía es más" descrito en el apartado 2.4. Este programa dota con un presupuesto de 27 M€ y proporciona ayudas a ciudades que desarrollen infraestructuras eléctricas, desde las nuevas redes inteligentes, hasta

aquellas que mejoren la calidad del suministro de energía e integración de energías renovables. Estos incentivos van desde un 20% a un 60%, dependiendo de cuán completo e integral sea la actuación en la ciudad. (Agencia Andaluza de la Energía, 2016)

En conclusión, obteniendo la financiación que se propone solicitar, así como desarrollando el sistema de cobro en los puntos de recarga propuestos, es posible amortizar la instalación de la tecnología propuesta en 10 años aproximadamente, suponiendo obtener un 60% de financiación.

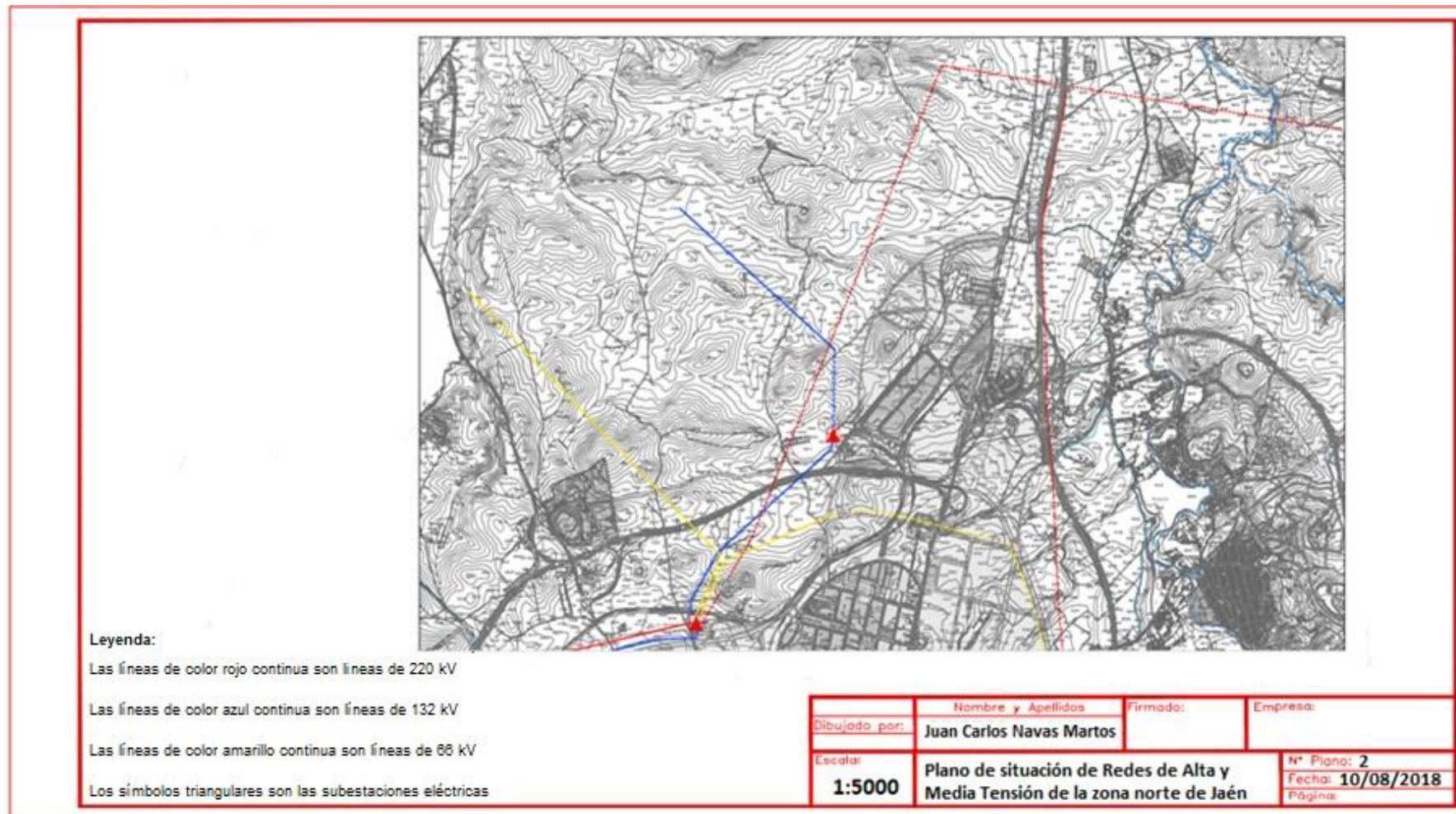
6. PLANOS

6.1. Plano de situación del estudio

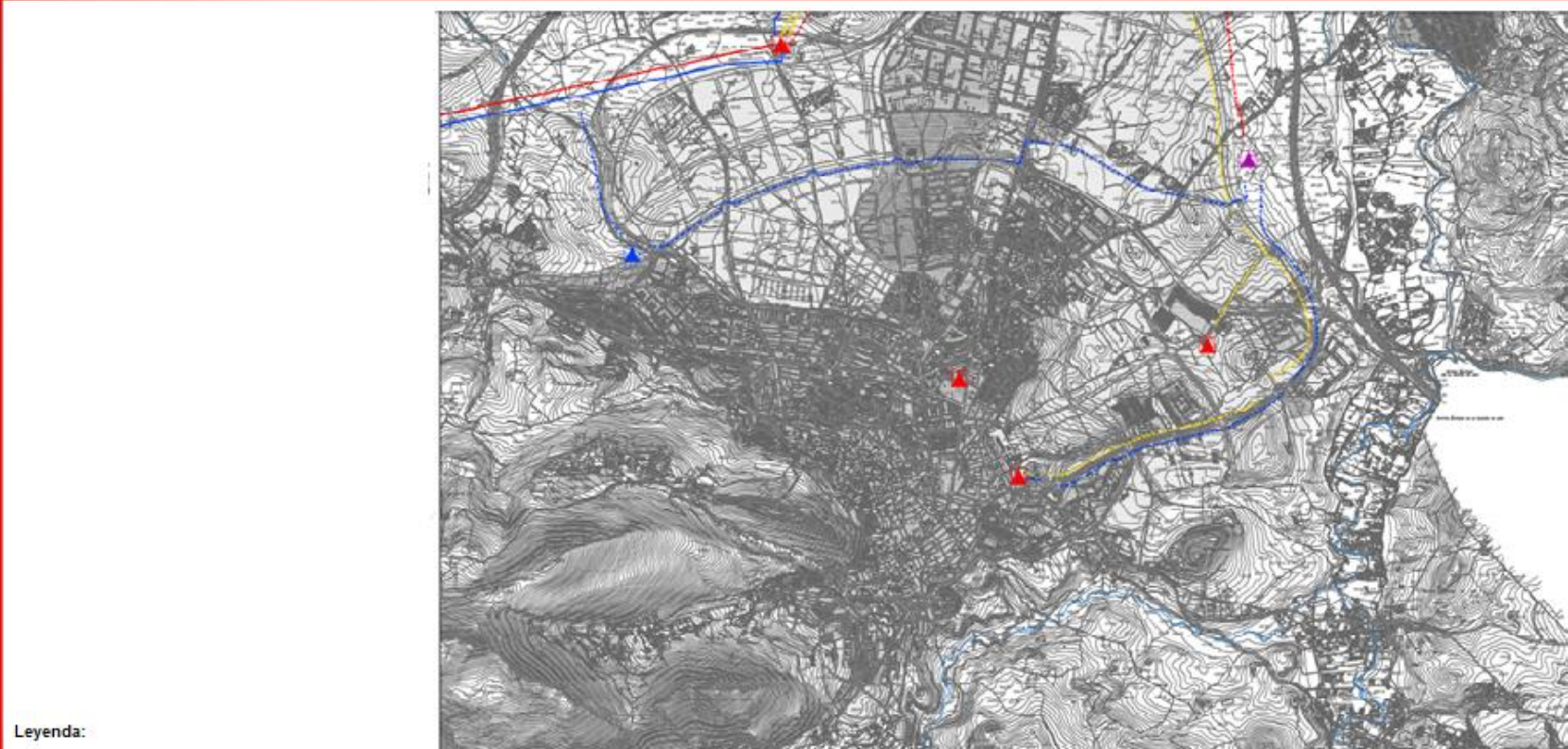


Nombre y Apellidos	Firmado:	Empresa:
Dibujado por: Juan Carlos Navas Martos		
Escala: 1:1000	PLANO DE SITUACIÓN DEL ESTUDIO	Nº Plano: 1
		Fecha: 10/08/2018
		Página:

6.2. Plano de Redes Eléctricas de Alta y Media tensión en la zona norte de Jaén



6.3. Plano de Redes Eléctricas de Alta y Media tensión en la ciudad y la zona sur de Jaén

**Leyenda:**

Las líneas de color rojo son líneas de 220 kV

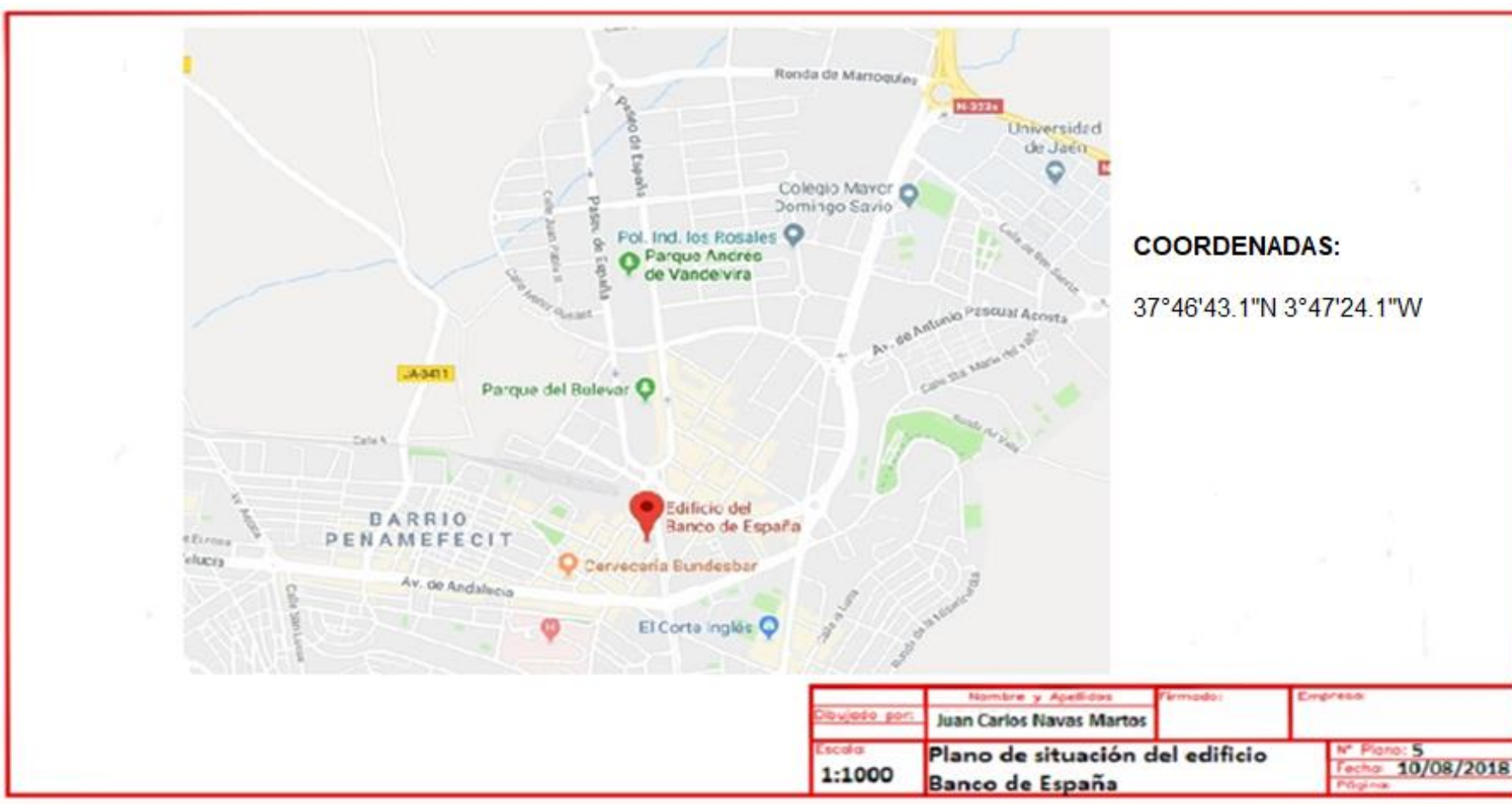
Las líneas de color azul son líneas de 132 kV

Las líneas de color amarillo son líneas de 66 kV

Los símbolos triangulares son las subestaciones eléctricas

	Nombre y Apellidos	Firmado:	Empresa:
Dibujado por:	Juan Carlos Navas Martos		
Escala:	Plano de situación de Redes de Alta y Media Tensión de la ciudad y zona sur de Jaén		Nº Plano: 3
1:5000			Fecha: 10/08/2018
			Página:

6.4. Plano de situación del edificio Banco de España



6.5. Plano de situación de los puntos de recarga semi-rápida



6.6. Plano de situación del punto de recarga lenta



7. CONCLUSIONES

En este estudio se ha estudiado el concepto de Red Inteligente, para ello, se ha analizado la estructura de las redes eléctricas convencionales y las motivaciones por las que surge la idea de la red inteligente, así como los principales elementos que éstas redes engloban. Por otro lado, se ha propuesto la aplicación de estas redes a la ciudad de Jaén, introduciendo varios elementos que convierten la red eléctrica de la zona de estudio en “inteligente”. Debido a ello, se obtienen una serie de conclusiones que se describirán a continuación.

En el ámbito general de las redes eléctricas, ésta necesita una modernización para mejorar su funcionalidad y seguridad para poder proporcionar energía de forma eficaz, fiable y sostenible. Debido a ello, se han buscado tecnologías innovadoras que ayudan a evolucionar la red eléctrica tradicional hacia un sistema inteligente, de modo que aporte beneficios a los usuarios y a las compañías del sector eléctrico.

Gracias a la implementación de las Smart Grids, las compañías del sector eléctrico pueden reducir sus pérdidas monitorizando los diferentes dispositivos implicados en la generación y el transporte de la energía. Debido a estos datos aportados por los dispositivos inteligentes se mejorará la eficiencia energética y así las compañías podrán ofrecer mejores servicios a los clientes.

Debido a la introducción de los nuevos servicios que aportan las redes inteligentes, los usuarios podrán pasar de ser actores pasivos a ser actores activos del sistema eléctrico y así fomentar un uso más responsable de la energía. Este cambio tendrá un impacto muy positivo en el futuro, reduciendo sus tarifas eléctricas y participando en la generación de energía mediante sistemas de generación particulares, vendiendo o almacenando la energía sobrante para utilizarla posteriormente.

Se ha estudiado como las Smart Grids se pueden ver como un conjunto formado por micro-redes, que al combinarse con las diferentes tecnologías descritas en este estudio (sensores, contadores inteligentes, sistemas de almacenamiento de energía, etc.) forman los cimientos sobre los que se sostiene ésta nueva red inteligente. Para ello, todas estas tecnologías deben comunicarse constantemente entre ellas, así

como comunicarse con las centrales de generación y los usuarios. Debido a esto, las TICs se verán como los principales elementos encargados de gestionar toda la información y permitir la comunicación de los distintos puntos de la red.

Al analizar las normativas de España, en cuanto a redes inteligentes se refiere, se pudo ver que, a pesar de la sustitución total de los contadores inteligentes por contadores inteligentes, no existen normativas que regulen la implantación progresiva los distintos elementos de las Smart Grids. Debido a ello, es importante que las instituciones públicas creen nuevas políticas energéticas mediante regulaciones y normativas que incentiven el cambio.

En el ámbito de la aplicación de los distintos elementos que se proponen introducir en la ciudad de Jaén, éstos proporcionarán a la zona una gran evolución y modernización en la red eléctrica. Gracias a esto, se podrá concienciar a los usuarios de las ventajas que proporcionan las Smart Grids, ya que éstas mejorarán la funcionalidad y la seguridad de la red eléctrica de la zona y así mejorar su eficacia, fiabilidad y sostenibilidad. Y, una vez que los usuarios entiendan los beneficios que aporta el nuevo sistema eléctrico, se podrán implantar mejoras a lo propuesto en este estudio, así como trasladar estos elementos a otras zonas de la ciudad. De esta forma, la ciudad de Jaén podrá transformarse progresivamente en una “Ciudad Inteligente”.

Tras la realización de este estudio, se ha entendido el concepto de Smart Grid, se ha visto como en los últimos años ha pasado de ser un concepto a convertirse en una apuesta de futuro cada vez más real y que profundizando más para vencer las barreras que aún limitan esta idea, se puede conseguir que el mundo proporcione una energía más limpia, fiable y eficaz.

8. ANEXOS

8.1. Anexo de Catálogos

8.1.1. Catálogo Farola Solar "SolarFix"



Farolas solares Solar street lamps
www.unitecniarenovables.com

PANEL FIJO



SolarFix

1 Panel solar monocristalino 100 + 40 Wp bifacial*

Autonomía 5 días

Unión base-báculo en fundición

Programable en ciclos de alumbrado



Club de Hípica en Barcelona

Color a elegir (incluido en el precio).
*0 equivalente en función de existencias.
**Peso aproximado.
Garantía del fabricante

Los rangos de autonomía de los equipos pueden sufrir variaciones según la zona geográfica donde se realice la instalación.



VITAL Luminaria de alumbrado viario de alta calidad

- Eco-diseño, clara responsabilidad en su fabricación a la reducción de emisiones de CO₂
- Lámpara de descarga de hasta 150W con posibilidad de montaje a columna o brazo
- Posibilidad de cierre con vidrio que minimiza la contaminación lumínica o en policarbonato incoloro (resistente al vandalismo IK10)
- Se suministra en clase eléctrica I con opción de clase eléctrica II
- Marca ENEC por AENOR e Inst. de Astrofísica de Canarias
- Se presenta en color gris o azul

Indal

• Nº paneles (nº panels): • Dimension panel (measure panels): • Nº baterías (nº batteries): • Potencia lámpara (power lamp): • Índice de protección (protection degree): • Ensayos mecánicos (mechanical tests): • Dimension base (measures base): • Medidas h. Total (measure total h): • Peso conjunto (total weight)**:	1 x 100 + 40 Wp bifacial* Según fabricante 4 uds x 40 Ah* 15 - 22 W Clase II IP-65 Ø 260 mm 4.500 mm 200 Kg
--	---

Ilustración 8.1. Catálogo Farola Solar "SolarFix" (Unitecni, 2018)

8.1.2. Catálogo Centro de Transformación Automatizado de Ormazabal



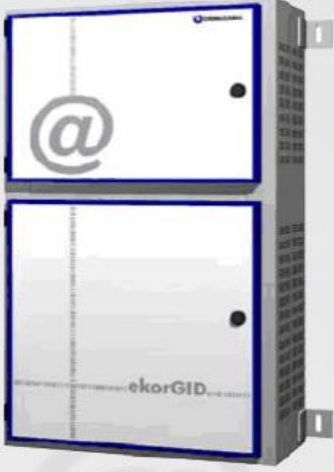
ORMAZABAL

Especialistas en Media Tensión

Unidades ekorSYS: protección, telegestión y comunicación

ekorGID

Unidad gestora inteligente de distribución



La unidad gestora inteligente de distribución integra la telegestión, la supervisión y la automatización de las redes de Baja Tensión junto a las comunicaciones requeridos para centros de transformación.

- Unidad ensamblada y probada en fábrica.
- Permite la instalación de los elementos necesarios progresivamente para cada fase de desarrollo del centro de transformación
- Mantiene los niveles de aislamiento y protege las conexiones
- Requerimientos de espacio mínimos
- Máximas accesibilidad y ergonomía

APLICACIONES

- Centros de Transformación o de Reparto:
 - SmartGrids: recopilar y procesar la información proveniente de los contadores de clientes de Baja Tensión.
 - Supervisión de la Red de Baja Tensión: medir y procesar las características eléctricas de los consumos en Baja Tensión.
 - Supervisión de la red de Media Tensión: medir y procesar las características eléctricas del consumo en Media Tensión, alarmas del Centro de Transformación y faltas.
 - Automatización de la Red de Media Tensión.



Ilustración 8.2. Catálogo Centro de Transformación Automatizado (Ormazabal, 2018)

Unidades ekorSYS: protección, telegestión y comunicación

ekorGII
Unidad gestora inteligente de distribución

→ Actúa en asociación con la unidad compacta de telecontrol ekorUCT o con la celda compacta con equipo de telemando CGMCOMOS-2LPT (hasta 24 kV) o CGM.3-2LPT (hasta 36 kV).

→ Habilita un enlace de comunicación con el Centro de Control y los elementos correspondientes para las funciones de vigilancia y automatización.

Características técnicas

Alimentación	[V _{ph}]	230
Aislamiento	[kV]	10
Consumo máximo	[W]	50
Frecuencia	[Hz]	50

Diseño mecánico

Dimensiones máximas		Alto	Ancho	Fondo
ekorGII-I-S (básico)	[mm]	900	500	170
ekorGII-I-L (estándar)	[mm]	1150	500	170
Dimensiones interiores (apartado comunicaciones)				
ekorGII-I-S (básico)	[mm]	337	497	147
ekorGII-I-L (estándar)	[mm]	487	497	147
Peso	[kg]	40*		
Grado de protección s/ UNE 20324		IP32D		

(*) Peso del ekorGII-I-S

CONFIGURADOR

ekorGII I

Tamaños del armario:

- S - Tamaño básico: nunca lleva equipo de alimentación. Centro automatizado.
- L - Tamaño estándar: siempre lleva equipo de alimentación. Centro telegestionado o supervisado.

Alimentación:

- a - Sin alimentación: la alimentación proviene del ekorUCT o CGMCOMOS-2LPT / CGM.3-2LPT.
- A - Con equipos de alimentación y baterías.

Supervisiones de BT:

- 1BT - Una supervisión de la red de Baja Tensión (un único transformador Media/Baja Tensión en el Centro).
- 2BT - Dos supervisiones de la red de Baja Tensión (dos transformadores Media/Baja Tensión en el Centro).

Supervisiones de MT:

- a - Sin supervisión de la Red de Media Tensión.
- MT - Con supervisión de la Red de Media Tensión.

→ No todas las combinaciones resultantes de este configurador son posibles. Consultar la disponibilidad de modelos con nuestro Departamento Técnico-Comercial.

ORMAZABAL
Especialistas en Media Tensión

www.ormazabal.es

CA-426-ES-1101

Ilustración 8.3. Catálogo Centro de Transformación Automatizado (Ormazabal, 2018)

8.1.3. Catálogo punto de recarga semi-rápida exterior Circutor



Descripción

Equipo de recarga rápida para vehículos eléctricos en CC con protocolos CHAdeMO, COMBO CCS y en CA con Modo 3. Los equipos de recarga rápida RAPTION-22 permiten la recarga de oportunidad en aquellos casos que se requiere rapidez de carga y no se dispone de potencia suficiente. En función de la capacidad de las baterías puede cargar parcial o totalmente en un período de tiempo reducido.

La estación RAPTION-22 funciona con potencias de hasta 22 kW, lo que permite usarla en instalaciones más simples y ahorrando costes extras en tarifas especiales. El equipo dispone de una pantalla interactiva, además de comunicaciones (Ethernet, 3G) que facilitan la interacción al usuario y la gestión remota al centro de control.

Aplicaciones

Los equipos RAPTION-22 son ideales para la recarga en vía pública, centros comerciales, empresas de alquiler, flotas de vehículos, aparcamientos de empresa, etc.

Características técnicas

Entrada CA	Alimentación CA	3F + N + PE
	Tensión CA	400 Vc.a. $\pm$ 10%
	Corriente nominal de entrada	64 A
	Factor de potencia	> 0,98
	Eficiencia	94% de potencia nominal de salida
Salida CC	Frecuencia	50 / 60 Hz
	Máxima corriente de salida	56 Ac.c.
	Máxima potencia de salida	22 kW (@400 Vc.c.)
	Rango de tensión de salida	150 - 550 Vc.c.
	Rango de potencia de salida	32 A
Salida CA	Máxima corriente de salida	22 kW
	Máxima potencia de salida	400 Vca (3F + N + PE)
	Rango de tensión de salida	Modo 4 (IEC 61851-1; IEC 61851-23)
	Carga CC 1	JEVS G105 - CHAdeMO (IEC 92196-3)
	Carga CC 2	Modo 4 (IEC 61851-1; IEC 61851-23)
Sistema de carga	Carga CC 1	Modo 4 (IEC 61851-1; IEC 61851-23)
	Carga CC 2	Combo2 (DIN 70121)
	Carga CA	Modo 3 (IEC 61851-1; IEC 61851-22)
		Base Tipo 2 (IEC 62196-2)
Protecciones eléctricas	Protección de sobrecorriente	Interruptor magnetotérmico
	Protección diferencial	Interruptor diferencial 30 mA Tipo A
	Conectividad	Ethernet
	Comunicaciones inalámbricas	10/100 Base TX (TCP/IP)
	General	3G / GPRS / GSM
General	Conformidad	CE / Combo2 / CHAdeMO
	Grado protección	rev. 1.1 certificado
	Material envolvente	IP 54 / IK 10
	Temperatura de trabajo	Acero inoxidable
	Temperatura almacenamiento	-5 ... +45 °C
Accesorios opcionales	Humedad Relativa	-20 ... +60 °C
	Sistema RFID	5 ... 90 % sin condensación
	Display HMI	ISO / IEC 14443A / B
	Longitud cable CC CCS	MIFARE Classic, MIFARE DESFire, MIFARE DESFire EV1, FeliCa®
	Longitud cable CC CHAdeMO	ISO 18092 / ECMA-340 (NFC) 13.56 MHz
Normas	Indicación de estado de carga	8" TFT pantalla táctil anti-vandálica
	Protocolo integración	3 m
	Dimensiones	3 m
	Peso	Balizas LED RGB
	Sistema refrigeración	OCPP / XML
Accesorios opcionales	Nivel de ruido en funcionamiento	310** x 900 x 1700 mm
	Protector contra sobretensiones	215 kg
	Protección diferencial	Ventiladores
	Calentador Climatizador	Nivel de ruido en funcionamiento
		Protector contra sobretensiones
Normas		Sobretensiones transitorias de 4 polos (IEC 61643-11 Class II)
		Interruptor diferencial tipo B
		-30 ... +45 °C
		IEC 61851 / IEC 62196 / CE / CCS / CHAdeMO

Ilustración 8.4. Catálogo Poste Raption Circutor (Circutor, 2018)

Referencias

Tipo	Código	Modo Carga	Nº conectores	Tipo conector	Tensión, corriente, potencia
RAPTION-22 CCS	V17010	4	1	Tipo COMBO2	550 V _{c.c.} , 56 A _{c.c.} , 22 kW
RAPTION-22 CHA	V17015	4	1	Tipo JEVS G105	550 V _{c.c.} , 56 A _{c.c.} , 22 kW
RAPTION-22 DUO	V17020	4	2	Tipo JEVS G105, Tipo COMBO2	550 V _{c.c.} , 56 A _{c.c.} , 22 kW 550 V _{c.c.} , 56 A _{c.c.} , 22 kW
RAPTION-22 TRIO	V17030	3, 4	3	Tipo II, Tipo JEVS G105, Tipo COMBO2	400 V _{c.c.} , 32 A _{c.c.} , 22 kW 550 V _{c.c.} , 56 A _{c.c.} , 22 kW 550 V _{c.c.} , 56 A _{c.c.} , 22 kW

Dimensiones

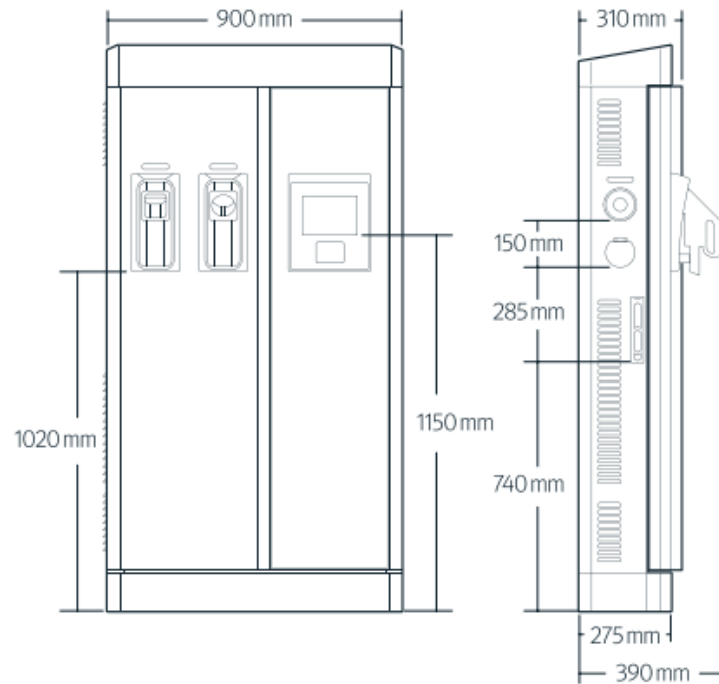


Ilustración 8.5. Catálogo Poste Raption Circutor (Circutor, 2018)

8.1.4. Catálogo punto de recarga lenta exterior Circutor

RVE-P

Postes de recarga semi-rápida para exterior

**Descripción**

Los postes para recarga de vehículos Eléctricos (VE) de la familia RVE-P presentan un conjunto de características constructivas y de seguridad que los hace especialmente adecuados para ser instalados en zonas al aire libre dada su resistencia frente a las condiciones ambientales y su robustez ante los actos vandálicos. Han sido diseñados para cubrir todas las necesidades de recarga de los VE en los modos 1, 2 y 3 (según la norma IEC 61851-1), permitiendo diversas opciones de rapidez en función de la potencia demandada entre 3,6 y 22 kW.

Mediante un display alfanumérico se visualizan las instrucciones de operación de manera secuencial una vez se ha identificado el usuario con una tarjeta de proximidad RFID, desbloqueando la trampilla de acceso a las tomas. El poste almacena la información de recarga, a la vez que muestra los datos de recarga (energía, tiempo de recarga,...) y estado de operación. Nuestros equipos disponen de las protecciones eléctricas necesarias (ITC-BT-52), y permite la recarga simultánea de dos VE. Entre sus características destacan:

- Medida de energía
- Comunicaciones IP
- Memoria interna
- Lector RFID
- Display alfanumérico
- Protecciones eléctricas
- Indicación luminosa de estado de carga
- Control y monitorización de la unidad de forma remota

Aplicaciones

Todos aquellos lugares en intemperie susceptibles de ser destinados al estacionamiento de vehículos de cualquier tipo (coches, motos, bicicletas, furgonetas...). Como ejemplo pueden ser: la vía pública, parkings públicos exteriores, parkings en grandes superficies, aeropuertos y flotas de empresas entre otros.

Características técnicas

Conexión	Tipo de conector	Tipo II (según IEC 62196-2) ó Schuko
	Tipo de carga	Carga en Modo 1 / 2 (Schuko) Carga en Modo 3 (según IEC 61851-1)
Características eléctricas	Tensión de entrada	230 Vc.a. / 400 Vc.a.
	Tolerancia	±10%
	Frecuencia de entrada	50...60 Hz
	Tensión de salida	230 Vc.a. / 400 Vc.a.
	Corriente máxima de salida	16 A / 32 A según tipo
	Rango de Potencia de salida	3,6 a 22 kW
	Protección	Diferencial con reconexión automática, 30 mA
	Medida de potencia	Contador integrado
Interfaz	Medida de energía	Contador integrado
	Control de acceso	Tarjeta sistema RFID
	Frecuencia de trabajo RFID	13,56 MHz
	Lector RFID	ISO 14443 A
Comunicaciones	Tipo	Ethernet, 3G (opcional)
	Protocolo	OCPP, XML
Características constructivas	Envoltorio	Poliuretano antivandálica
	Dimensiones	380 x 280 x 1590 mm
	Grado protección mecánica	IK-10
	Grado protección	IP 54
	Fijación	Fijación al suelo con 4 pernos
Seguridad	Categoría III – 300 Vc.a. (EN 61010)	
	Protección al choque eléctrico por doble aislamiento clase II	
Normas	EN 61851-1 : 2001 parte1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 61008-1, IEC 60884-1 , IEC 60529, IEC 61010, UNE-EN55011, ISO 14443A	

Ilustración 8.6. Catálogo Poste RVE2-P de circutor (Circutor, 2018)

RVE-P

Postes de recarga semi-rápida exterior

Referencias

Tipo	Código	Tipo conector	Comunicaciones	Puntos de recarga	Tipo red	kW
RVE2-PM1	V10410	Schuko	Ethernet	2	Monofásico	2 x 3,6 kW
RVE2-PM3	V10415	Tipo II	Ethernet	2	Monofásico	2 x 3,6 kW
RVE2-PM-MIX	V10420	Schuko + Tipo II	Ethernet	2	Monofásico	2 x 3,6 kW
RVE2-PT3	V10425	Tipo II	Ethernet	2	Trifásico	2 x 22 kW
RVE2-PT-MIX	V10430	Schuko + Tipo II	Ethernet	2	Monofásico + Trifásico	1 x 3,6 kW + 1 x 22 kW
RVE2-PM1 3G	V10440	Schuko	Ethernet + 3G	2	Monofásico	2 x 3,6 kW
RVE2-PM3 3G	V10445	Tipo II	Ethernet + 3G	2	Monofásico	2 x 3,6 kW
RVE2-PM-MIX 3G	V10450	Schuko + Tipo II	Ethernet + 3G	2	Monofásico	2 x 3,6 kW
RVE2-PT3 3G	V10455	Tipo II	Ethernet + 3G	2	Trifásico	2 x 22 kW
RVE2-PT-MIX 3G	V10460	Schuko + Tipo II	Ethernet + 3G	2	Monofásico + Trifásico	1 x 3,6 kW + 1 x 22 kW

Ilustración 8.7. Catálogo Poste RVE-P de circutor (Circutor, 2018)

8.1.5. Catálogo Panel Solar de AutoSolar

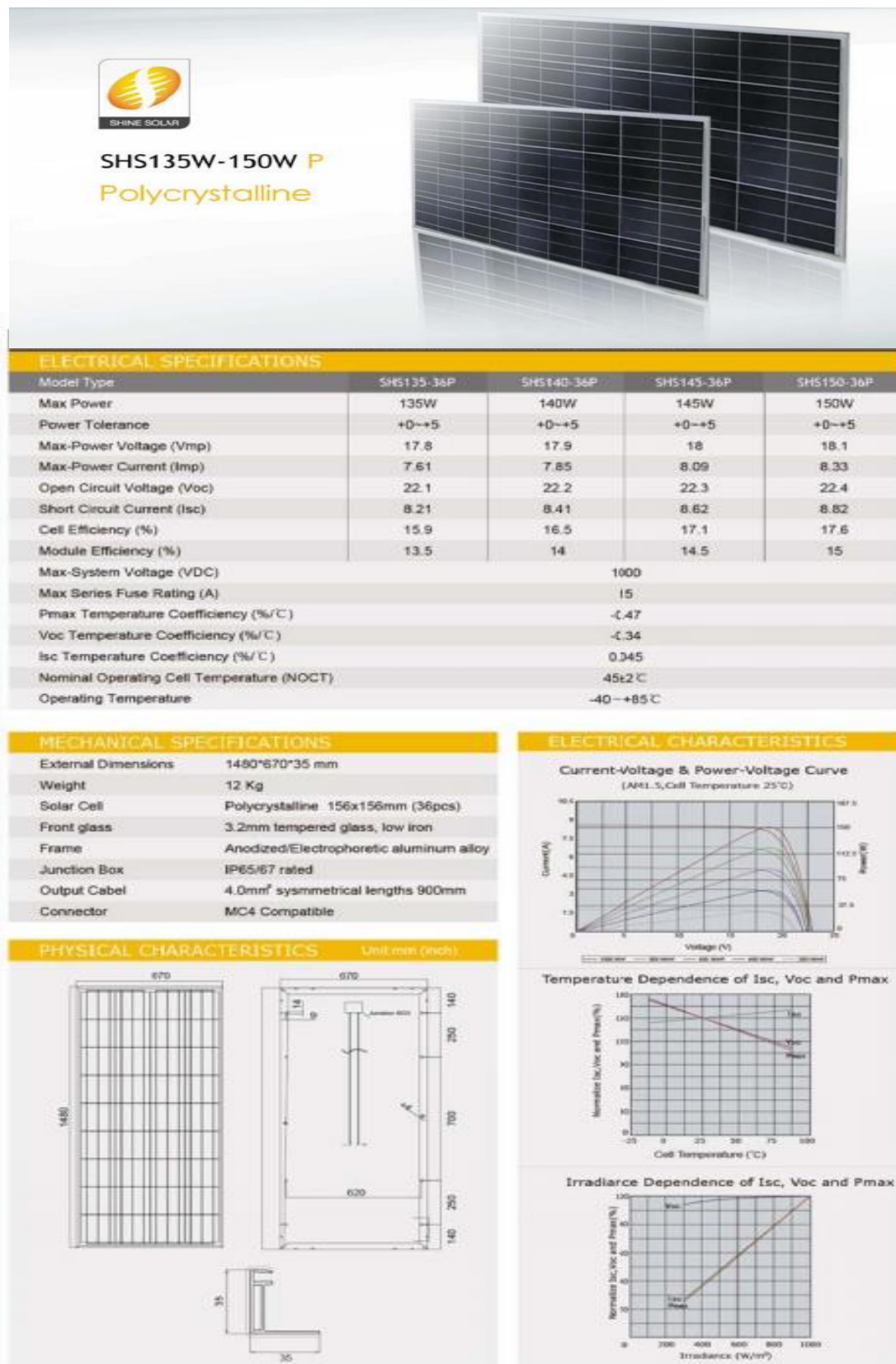


Ilustración 8.8. Catálogo Panel Solar SHS135 – 150W Polycrystalline (AutoSolar, 2018)

8.1.6. Catálogo Batería de AutoSolar

Typical applications
of HOPPECKE OPzS

- **Telecommunications**
 - Mobile phone stations
 - BTS-stations
 - Off-grid/on-grid solutions
- **Power Supply**
- **Security lighting**

HOPPECKE
POWER FROM INNOVATION

Capacities, dimensions and weights

Type	$C_{100}/1.80\text{ V}$ Ah	$C_{10}/1.80\text{ V}$ Ah	$C_5/1.77\text{ V}$ Ah	$C_3/1.75\text{ V}$ Ah	$C_1/1.67\text{ V}$ Ah	max.* Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	max.* Length L mm	max.* Width W mm	max.* Height H mm	Fig.
4 OPzS 200	200	213	182	161	118	17.3	4.5	105	208	420	A
5 OPzS 250	250	266	227	201	147	21.0	5.6	126	208	420	A
6 OPzS 300	300	320	273	241	177	24.9	6.7	147	208	420	A
5 OPzS 350	350	390	345	303	217	29.3	8.5	126	208	535	A
6 OPzS 420	420	468	414	363	261	34.4	10.1	147	208	535	A
7 OPzS 490	490	546	483	426	304	39.5	11.7	168	208	535	A
6 OPzS 600	600	686	590	510	353	46.1	13.3	147	208	710	A
7 OPzS 700	700	801	691	596	411	59.1	16.7	215	193	710	B
8 OPzS 800	800	915	790	681	470	63.1	17.3	215	193	710	B
9 OPzS 900	900	1026	887	767	529	72.4	20.5	215	235	710	B
10 OPzS 1000	1000	1140	985	852	588	76.4	21.1	215	235	710	B
11 OPzS 1100	1100	1256	1086	938	647	86.6	25.2	215	277	710	B
12 OPzS 1200	1200	1370	1185	1023	706	90.6	25.8	215	277	710	B
12 OPzS 1500	1500	1610	1400	1197	784	110.4	32.7	215	277	855	B
14 OPzS 1750	1750	1881	1632	1397	914	142.3	46.2	215	400	815	C
15 OPzS 1875	1875	2016	1748	1496	980	146.6	46.7	215	400	815	C
16 OPzS 2000	2000	2150	1865	1596	1045	150.9	45.9	215	400	815	C
18 OPzS 2250	2250	2412	2097	1796	1176	179.1	56.4	215	490	815	D
19 OPzS 2375	2375	2546	2213	1895	1242	182.9	55.6	215	490	815	D
20 OPzS 2500	2500	2680	2330	1995	1307	187.3	55.7	215	490	815	D
22 OPzS 2750	2750	2952	2562	2195	1437	212.5	67.0	215	580	815	D
23 OPzS 2875	2875	3086	2678	2294	1503	216.8	65.9	215	580	815	D
24 OPzS 3000	3000	3220	2795	2394	1568	221.2	66.4	215	580	815	D
26 OPzS 3250	3250	3488	3028	2594	1699	229.6	65.4	215	580	815	D

C_{nom} = nominal capacity at 10 h discharge according to DIN 40736-1

C_{10} , C_5 , C_3 and C_1 = Capacity at 10 h, 5 h, 3 h and 1 h discharge

* according to DIN 40736-1 data to be understood as maximum values

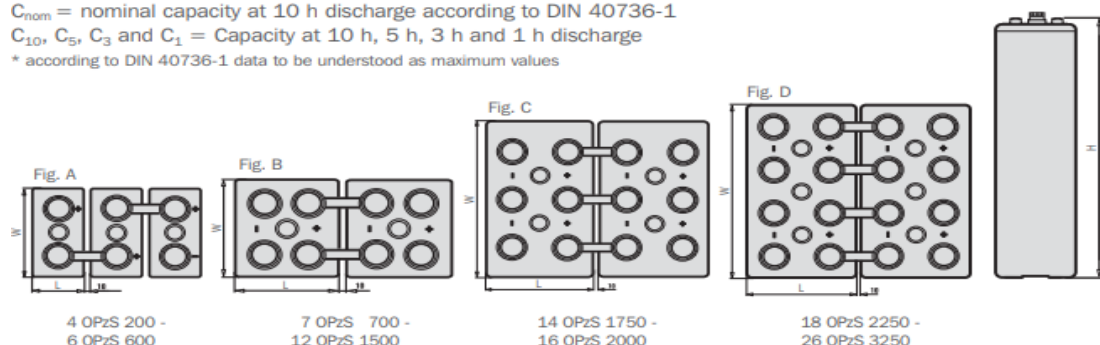


Ilustración 8.9. Catálogo Batería escatificacionaria Plomo-ácido OPzS Hoppecke (AutoSolar, 2018)

8.1.7. Catálogo Regulador PWM Must Solar



PC1500B Series PWM - Regulador carga solar

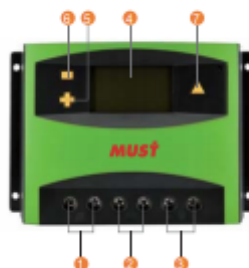
Características:

- En intensidades 10A 20A 30A 40A 50A 60A.
- Pantalla LCD de fácil lectura.
- Operación sencilla por botones.
- Detección automática de voltaje del sistema.
- Algoritmo carga inteligente PWM.
- Protección ajustable carga-descarga.
- Compensación automática por temperatura.
- Selección de tecnología de batería.
- Protección de corriente inversa de batería.
- Desconexión de batería por bajo voltaje (LVD).
- Protección polaridad invertida en batería.
- Protección por sobre-voltaje.
- Puertos para carga USB en modelos hasta 40A.

Introducción:

Este regulador solar de carga y descarga inteligente tiene una interfaz sencilla y visual gracias a su pantalla LCD de grandes dimensiones. Muchos parámetros de control se pueden ajustar con gran flexibilidad en función de nuestros requisitos.

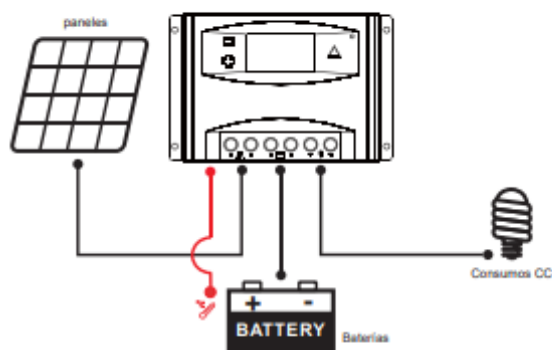
LCD Información Display



1. Terminal positivo fotovoltaico
2. Terminal negativo fotovoltaico
3. Terminal positivo batería
4. Terminal negativo batería
5. Terminal carga CC positivo
6. Terminal carga CC negativo
7. Pantalla LCD

Nº	Pulsación	Función
5.	Corta	Siguiente visualización; Incremento mientras está en ajustes
	Larga (≥3 s)	Incremento continuo mientras está en ajustes
6.	Corta	Visualización previa; Decremento mientras está en ajustes
	Larga (≥3 s)	Decremento continuo mientras está en ajustes
7.	Corta	Interruptor consumos CC; Entrar configuración / guardar
	Larga (≥3 s)	Entrar/salir menú secundario

Conexión al sistema solar:



Funciones:



Ilustración 8.10. Catálogo Regulador 12V / 24V 60A PWM Must Solar (AutoSolar, 2018)

Modelo		PC1500B-10-20		PC1500B-30-40		PC1500B-50-60		PC1500B-6048D		
Entrada	Voltaje FV	≤50V						≤100V		
	Intensidad nominal	10A	20A	30A	40A	50A	60A	50A	60A	
Salida	Voltaje sistema	12/24V Auto						48V		
	Desconexión por alto voltaje	16.00V x 1/ x 2/ x 3/ x 4 (0.5V)								
	Intensidad descarga nominal	10A	20A	30A	40A	50A	60A	50A	60A	
	Autoconsumo	≤13mA						≤25mA		
	Caída de tensión circuito carga	≤0.24V						≤0.25V		
	Caída de tensión circuito descarga	≤0.10V						≤0.10V		
	Modo de carga	PWM 4-etapas carga, absorción, flotación, ecualización								
	Voltaje Carga Flotación	13.8V (13V~15V) x 1/ x 2/ x 3/ x 4								
	Voltaje Carga Absorción	2 horas duración	14.4V (13V~15V) x 1/ x 2/ x 3/ x 4							
	Voltaje Carga Ecualización		14.6V (13V~15.5V) x 1/ x 2/ x 3/ x 4							
	Protección Bajo Voltaje	10.7V (10V~14V) x 1/ x 2/ x 3/ x 4								
	Reconexión Bajo Voltaje	12.6V (10V~14V) x 1/ x 2/ x 3/ x 4								
	Salida USB	5V, 1A x2					No tiene			
Características físicas	Sección cableado	≤6mm²		≤16mm²		≤16mm²		≤16mm²		
	Temperatura trabajo	-20°C~55°C								
	Tamaño (L x W x H)	188 x 95 x 46.5mm				196 x 111 x 54mm				
	Peso neto	355g				407g				

Ilustración 8.11. Catálogo Regulador 12V / 24V 60A PWM Must Solar (AutoSolar, 2018)

**8.1.8. Catálogo Inversor de Conexión a Red 2700W INGECON Sun 1PLAY
2.7TL M**

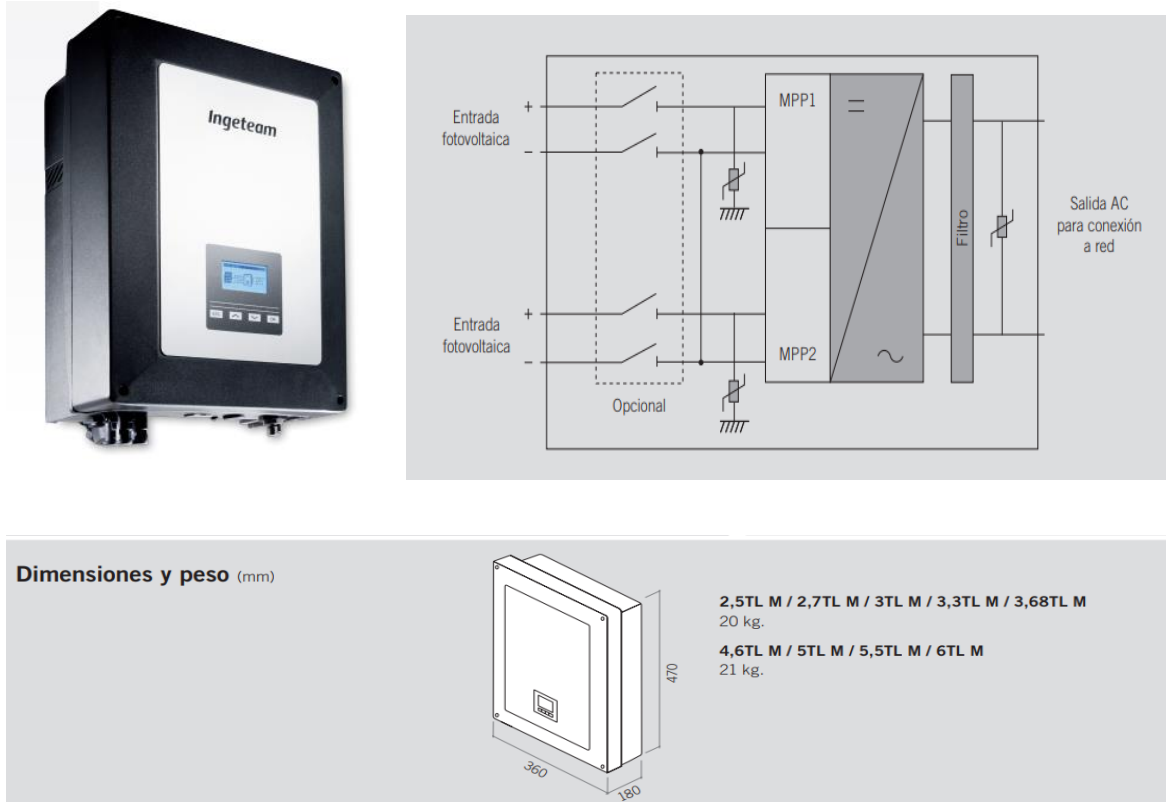


Ilustración 8.12. Catálogo Inversor de Conexión a Red 2700W INGECON Sun 1PLAY 2.7TL M
(AutoSolar, 2018)

	2,5TL M	2,7TL M	3TL M	3,3TL M	3,68TL M	4,6TL M	5TL M	5,5TL M	6TL M
Valores de Entrada (DC)									
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	2,8 - 3,3 kWp	3 - 3,6 kWp	3,2 - 4 kWp	3,8 - 4,4 kWp	3,9 - 4,8 kWp	5,2 - 6 kWp	5,7 - 6,5 kWp	6 - 6,8 kWp	6,3 - 7 kWp
Rango de tensión MPP1 ⁽²⁾	125 - 750 V	125 - 750 V	125 - 750 V	125 - 750 V	125 - 750 V	125 - 750 V	125 - 750 V	125 - 750 V	125 - 750 V
Rango de tensión MPP2 ^{(2) (3)}	90 - 750 V	90 - 750 V	90 - 750 V	90 - 750 V	90 - 750 V	90 - 750 V	90 - 750 V	90 - 750 V	90 - 750 V
Tensión mínima para Pnom con entradas en paralelo	125 V	127 V	141 V	155 V	172 V	216 V	234 V	258 V	281 V
Tensión máxima ⁽⁴⁾	850 V	850 V	850 V	850 V	850 V	850 V	850 V	850 V	850 V
Corriente máxima (Entrada 1 / Entrada 2)	11 / 11 A	11 / 11 A	11 / 11 A	11 / 11 A	11 / 11 A	11 / 11 A	11 / 11 A	11 / 11 A	11 / 11 A
Nº entradas (Entrada 1 / Entrada 2) ⁽⁵⁾	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
MPPT	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Valores de Salida (AC)									
Potencia nominal	2,5 kW	2,7 kW	3 kW	3,3 kW	3,68 kW	4,6 kW	5 kW	5,5 kW	6 kW
Max. temperatura para potencia nominal ⁽⁶⁾	60 °C	57 °C	55 °C	52 °C	50 °C	58 °C	55 °C	50 °C	45 °C
Corriente máxima	16 A	16 A	16 A	16 A	16 A	26,2 A	26,2 A	26,2 A	26,2 A
Tensión nominal	230 V	230 V	230 V	230 V	230 V	230 V	230 V	230 V	230 V
Rango de tensión	122 - 265 V	122 - 265 V	122 - 265 V	122 - 265 V	122 - 265 V	122 - 265 V	122 - 265 V	122 - 265 V	122 - 265 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Sí. Smáx=2,5 kVA	Sí. Smáx=2,7 kVA	Sí. Smáx=3 kVA	Sí. Smáx=3,3 kVA	Sí. Smáx=3,68 kVA	Sí. Smáx=4,6 kVA	Sí. Smáx=5 kVA	Sí. Smáx=5,5 kVA	Sí. Smáx=6 kVA
THD	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento									
Eficiencia máxima	97,6%	97,6%	97,7%	97,7%	97,8%	97,9%	98%	98%	98%
Euroeficiencia	97,3%	97,3%	97,4%	97,4%	97,5%	97,5%	97,6%	97,6%	97,6%
Datos Generales									
Sistema de refrigeración	Convección natural								
Consumo en stand-by ⁽⁷⁾	<10 W	<10 W	<10 W	<10 W	<10 W	<10 W	<10 W	<10 W	<10 W
Consumo nocturno	0 W	0 W	0 W	0 W	0 W	0 W	0 W	0 W	0 W
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a +65 °C	-25 °C a +65 °C	-25 °C a +65 °C	-25 °C a +65 °C	-25 °C a +65 °C	-25 °C a +65 °C	-25 °C a +65 °C	-25 °C a +65 °C	-25 °C a +65 °C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%
Grado de protección	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Marcado	CE								
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100								
Normativa de conexión a red	RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/2, G83/2 ⁽⁸⁾ , P.O.12.3, AS4777.2, AS4777.3, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, South African Grid code, Chilean Grid Code, Romanian Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruan Grid code, IEEE 929, Thailand MEA & PEA requirements, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code								

Ilustración 8.13. Catálogo Inversor de Conexión a Red 2700W INGECON Sun 1PLAY 2.7TL M
(AutoSolar, 2018)

8.1.9. Catálogo Unidad Integral Compacta con telemando CGMCOSMOS – 2LPT.

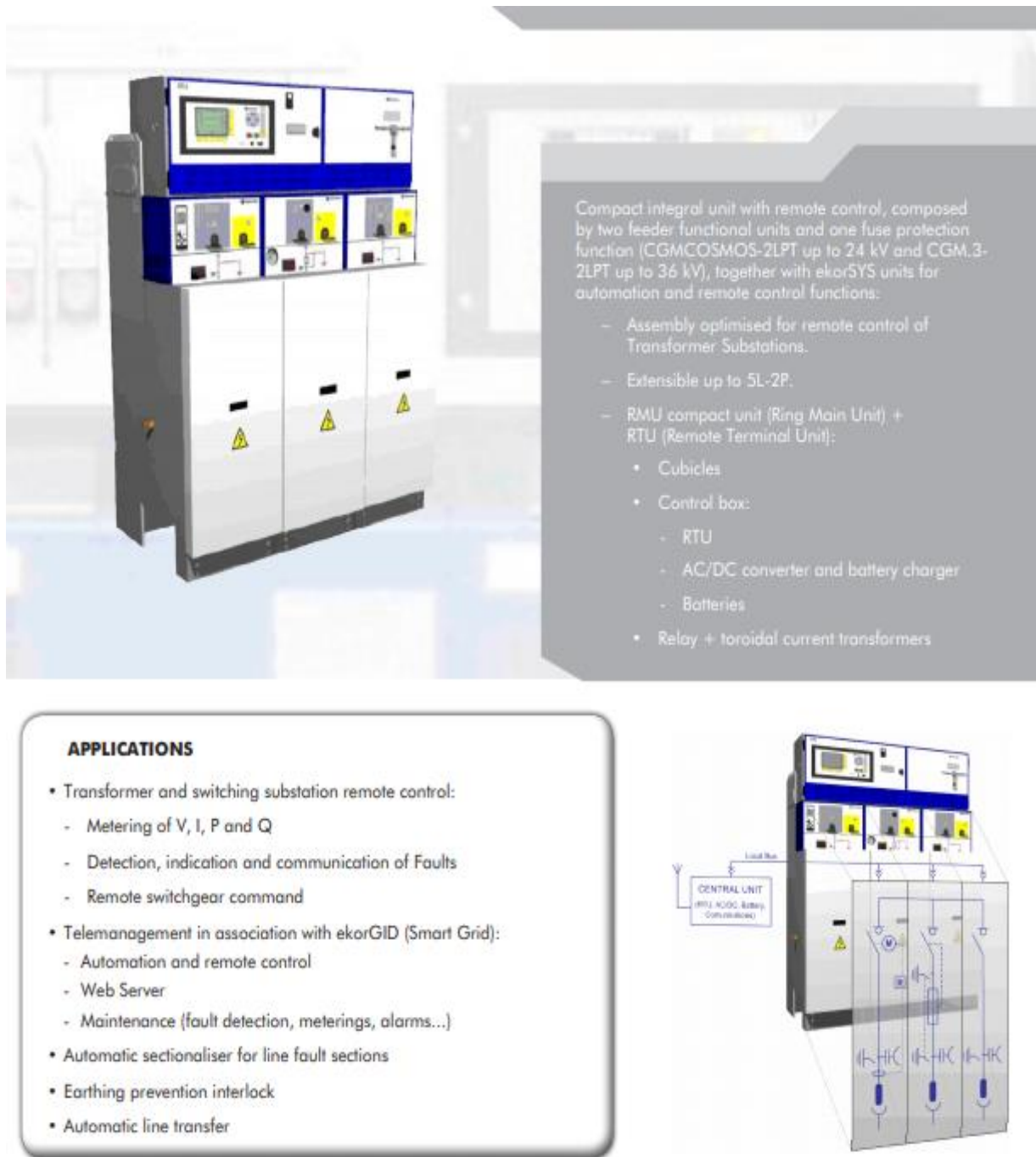


Ilustración 8.14. Catálogo Unidad Integral Compacta con telemando CGMCOSMOS – 2LPT. (Ormazabal, 2018)

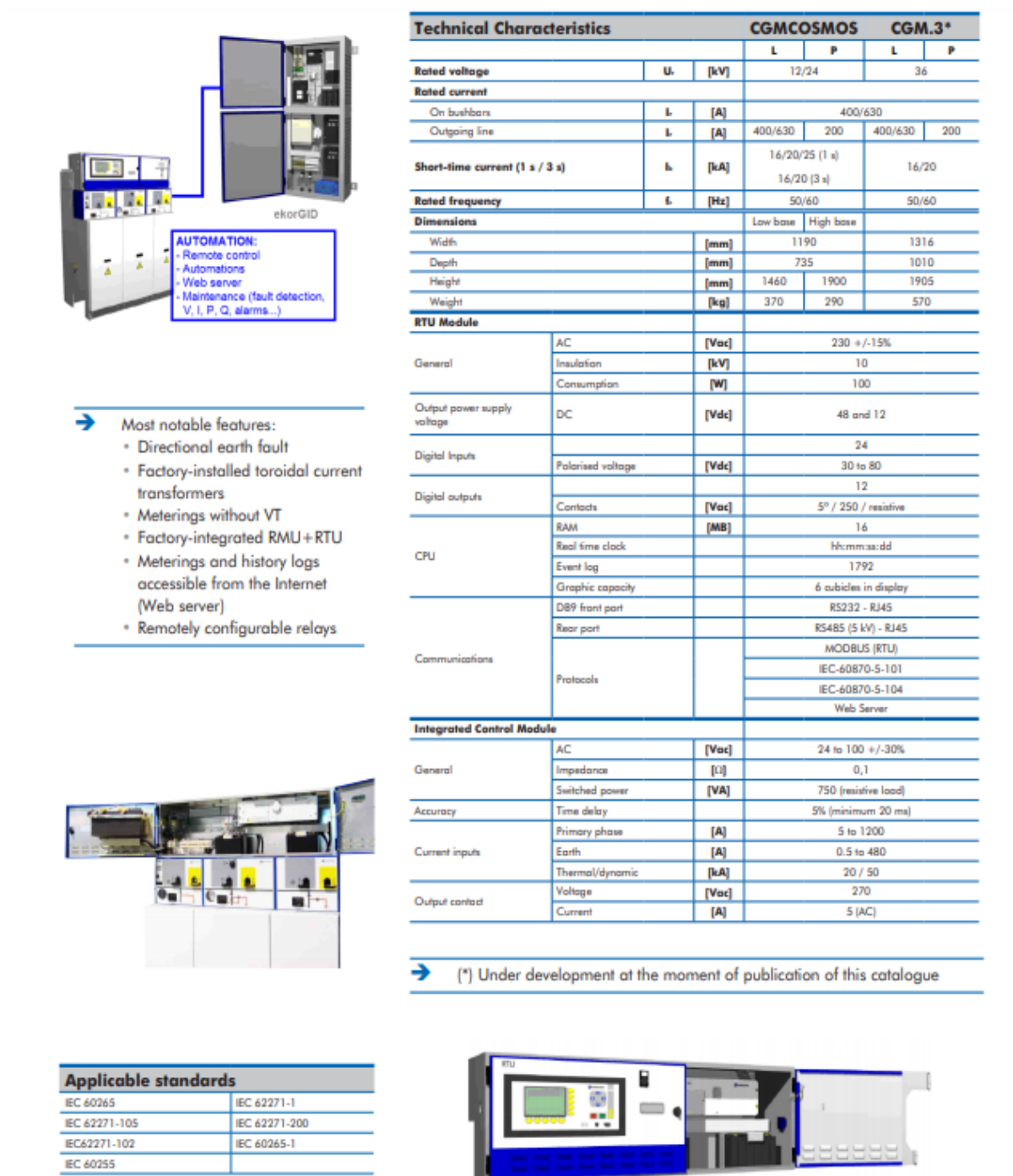


Ilustración 8.15. Catálogo Unidad Integral Compacta con telemando CGMCOSMOS – 2LPT. (Ormazabal, 2018)

8.1.10. Catálogo Cuadro de Baja Tensión Ormazabal

Prólogo

Cuadro de Baja Tensión Optimizado (**cbto**) para redes de Distribución Pública de Baja Tensión y uso en el interior de Centros de Transformación.

Normativa

IEC

UNE EN 60439-1
UNE EN 60947-3

Ensayos Adicionales

Análisis de comportamiento ante el fuego.
Análisis frente a arco interno, según UNE 201001.

Diseño

- » Placa soporte compartimentada, de material aislante y autoextinguible.
- » Unidad seccionadora con unidad de acometida principal y auxiliar (o de socorro) integradas.

Funciones principales:

- » Acometida + Seccionamiento + Alimentación a embarrado de distribución.

Funciones adicionales:

- » Control y medida + Acometida auxiliar (o de socorro).

Seccionador:

- » Constituido por 4 unidades unipolares acoplables entre sí (vertical u horizontalmente).
- » Maniobra unipolar manual (categoría de empleo AC20B).
- » Accionamiento mediante herramienta específica.
- » Compatibilidad con BTVC (185 mm entre ejes).
- » Integración de transformadores de intensidad.

- » Unidad de protección constituida por bases tripolares verticales cerradas.
- » Unidad de control y medida.
- » Bastidor de anclaje (suelo o pared).
- » Soporte para cables de salida de las líneas de distribución de BT.

Características generales

- » Elevada seguridad (IP2X en todo el cuadro).
- » Calidad de Servicio.
- » Fiabilidad.
- » Compartimentación de las diferentes unidades funcionales.
- » Anclaje mecánico de las bases a la placa soporte aislante.
- » Materiales autoextinguibles.
- » Facilidad de maniobra.

Ventajas sobre el **cbt** UNESA

- » Refuerzo del aislamiento (ausencia partes metálicas accesibles).
- » Mejora del grado IP: se impide el acceso a partes activas.
- » Mayor seguridad en las maniobras de instalación y/o sustitución de bases.
- » Eliminación del riesgo de arco interno.
- » Facilidad de conexión de Grupo Electrógeno.
- » Gran sencillez en el seccionamiento y aislamiento entre transformador y **cbt**.
- » Facilidad para la ampliación del número de salidas BT.
- » Disminución del espacio ocupado.
- » Limitación de fallos y sus daños asociados.

Datos técnicos

General	
Tensión asignada	400 V
Intensidad asignada	1600 A
Tensión soportada a frecuencia industrial	2,5 kV (partes activas) 10 kV (partes activas - masa)
Tensión soportada a impulso tipo rayo	20 kV
Intensidad de cortocircuito	25 kA / 1s
Grado de protección	IP 2X, IK 08
cbto.c	1000 x 1500 x 300 (Ancho x Alto x Fondo) [mm]
cbto.k	600 x 1100 x 300 (Ancho x Alto x Fondo) [mm]

Familia

» **cbto.c** para CT convencionales



» **cbto.k** para CT compactos



Ilustración 8.16. Catálogo Cuadro de Baja Tensión de Ormazabal (Ormazabal, 2018)

8.1.11. Catálogo Envolvente de hormigón para Centros de Transformación tipo PFU de Ormazabal.

Prólogo

Tres décadas de producción de diferentes tipos de centros de transformación, en 1991 Ormazabal desarrolló el **pfu**, su primera envolvente monobloque de hormigón para centros de transformación.

Desde entonces el **pfu** ha evolucionado hacia una gama más amplia con configuraciones flexibles para diferentes esquemas de distribución de MT y con una gran variedad de acabados superficiales.

Los edificios **pfu** consisten en una envolvente monobloque industrializada para Centros de Transformación Ormazabal de superficie y maniobra interior hasta 40,5 kV.

El **pfu** se usa en numerosas Soluciones de Redes de Distribución (DNS) para compañía eléctrica (generación convencional, distribución pública, Smart grids, ...), usuarios finales de energía eléctrica (infraestructuras, industria, terciario) y energías renovables (parques eólicos y plantas solares fotovoltaicas). En la actualidad más de 22.000 **pfu** han sido instalados en más de 15 países.

Seguridad

- Misma superficie equipotencial en toda la estructura: pared, suelo y cubierta.
- Delimitación del transformador mediante defensa de seguridad.
- Fosos de recogida de dieléctrico líquido.
- Puerta frontal individual para cada transformador.
- Separación física opcional entre las celdas de la compañía eléctrica y las del cliente.
- Elementos de protección contra fuegos adicionales: lecho de guijeros.
- Opcional: Ensayos de arco interno y sísmicos.

Fiabilidad

- Calidad uniforme industrializada.
- Totalmente montado y ensayado en fábrica, bajo procesos controlados.
- Instalación sencilla y rápida, optimizando tiempos y costes.
- Protección contra fuertes impactos externos.

Eficiencia

- Aparamento instalable desde fábrica.
- Ventilación: circulación natural de aire (clase 10).
- Entrada/salida de cables de MT y BT a través de orificios semiperforados en la base (frontal-lateral).
- Entrada auxiliar de acometida de BT en fachada.

Sostenibilidad

- Larga vida útil frente a condiciones ambientales agresivas.
- Reducción en consumo de energía y emisiones durante la fabricación.
- Investigación en las propiedades mecánicas y durabilidad del hormigón.

Innovación continua

- Ensayos y modelización de ventilación optimizada con transformadores Ormazabal.
- Gran capacidad de integración estética en el entorno.
- Soluciones prefabricadas disponibles según EN 62271-202.
- Compatible con el resto de la amplia gama de centros Ormazabal.

Datos técnicos

Centros de transformación Ormazabal en envolventes **pfu**:

- Envolvente monobloque **pfu** (base y paredes) más cubierta amovible.
- Aparamento de MT con aislamiento integral en gas: Sistema **cgmcosmos** (hasta 24 kV) y sistema **cg.m.3** (hasta 40,5 kV).
- Hasta 2 Transformadores de distribución de MT/ BT de llenado integral en dieléctrico líquido de hasta 40,5 kV y 1000 kVA⁽¹⁾ de potencia unitaria.
- Aparamento de BT: Cuadro/s de Baja Tensión de hasta 8 salidas por cuadro.
- Unidades de protección, control y medida (telemando, telemida, control integrado, telegestión, etc.) de Ormazabal.
- Interconexiones directas por cable MT y BT.
- Circuito de puesta a tierra.
- Circuito de alumbrado y servicios auxiliares.

⁽¹⁾ Para otros valores, por favor, consultar a Ormazabal.

Configuraciones eléctricas tipo

pfu.3	2l + 1p + 1 transformador + 1cbt
pfu.4	3l + 1v + 1 transformador + 1cbt
pfu.5	2l + 1s + 1p + 1m + 1tr + 1cbt
	2l + 2p + 2 transformadores + 2cbt
	3l + 2p + 2 transformadores + 2cbt
	3l + 1r + 1p + 1m + 1tr + 1cbt
	1l + 1v + 1m + 2p + 2tr + 2cbt
pfu.7	6l + 2p + 2tr + 2cbt (24 kV)
	3l + 1r + 1v + 1m + 2p + 2tr + 2cbt
	3l + 1r + 1v + 1m + 2p + 1tr + 1cbt

Nota: Para otras configuraciones, consultar Ormazabal.

Donde:
l = Función de Línea
p = Función de Protección con Fusibles
v = Función de Prot. con Int. Autom. de Vacío
s = Función de Interruptor Pasante
r = Función de seccionador
m = Función de Medida
cbt = Cuadro de Baja Tensión
tr = Transformador

Dimensiones exteriores y pesos

	pfu.3	pfu.4	pfu.5	pfu.7
Longitud [mm]	3280	4460	6080	8080
Anchura [mm]	2380	2380	2380	2380
Altura [mm]	3045	3045	3045	3250
Altura visible [mm]	2585	2585	2585	2790
Peso* [kg]	10545	13465	17460	20090

^(*) Peso del edificio vacío con cubierta estándar y ventilación para 1000 kVA.
Opcional: Cubierta sobreelevada para 36-40,5 kV (Altura estándar + 195 mm), no aplicable a **pfu.7**.
Dimensiones puerta de acceso peatonal: 900 (24 kV) / 1100 (36-40,5 kV) x 2100 mm.
Dimensiones puerta de transformadores: 1260 x 2100 mm.

Diseño

- 1 Envolvente **pfu**
- 2 Aparamento de MT:
 - 2a **cgmcosmos** hasta 24 kV
 - 2b **cg.m.3** hasta 40,5 kV
- 3 Transformadores: Hasta 2 x 1000 kVA
- 4 Cuadro de baja tensión
- 5 Unidades de protección, control y medida

Familia

pfu.3

pfu.4

pfu.5

pfu.7

Ilustración 8.17. Catálogo Envolvente de hormigón para Centros de Transformación tipo PFU de Ormazabal (Ormazabal, 2018)

8.2. Anexo de Cálculos

8.2.1. Cálculos para el dimensionado del sistema fotovoltaico con sistema de mini - almacenamiento

Los pasos a seguir del método que se aplicará para el cálculo del dimensionado del sistema fotovoltaico con sistema de mini–almacenamiento son los siguientes:

1. Suposición del consumo.
2. Cálculo del ángulo óptimo de inclinación de los paneles fotovoltaicos.
3. Dimensionado del generador fotovoltaico.
4. Dimensionado del sistema de almacenamiento.
5. Dimensionado del regulador.
6. Dimensionado del inversor.
7. Dimensionado del cableado.

Éste método se basará en el documento del Curso de Energía Solar Fotovoltaica de la Universidad de Jaén “Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos”. (Aguilera & Hontoria, 2011)

1. Suposición del consumo.

Para estimar el consumo de la energía se debe calcular la energía que se necesita diariamente. Para ello se determina la potencia de todo el equipamiento con el que contará la instalación, así como el tiempo medio de uso de cada uno. En el caso de este estudio se supondrá que el consumo necesario en el edificio “Banco de España” de la ciudad de Jaén será de 7000 Wh/día.

2. Cálculo del ángulo óptimo de inclinación de los paneles fotovoltaicos.

Para poder realizar el cálculo del ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos de la instalación se necesitará como dato de partida la radiación solar incidente en una superficie horizontal (valores medios mensuales). Estos datos se pueden obtener en el documento “Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT” de la página web de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). (Sancho, Riesgo, & Jiménez, 2012)

Mes	Radiación solar incidente en superficie horizontal (kWh/m ²)
ENERO	2,6
FEBRERO	3,3
MARZO	4,7
ABRIL	5,4
MAYO	6,7
JUNIO	7,4
JULIO	7,6
AGOSTO	7
SEPTIEMBRE	5,7
OCTUBRE	4
NOVIEMBRE	2,9
DICIEMBRE	2,1

Tabla 8.1. Radiación solar incidente en superficie horizontal en Jaén (valores medios de cada mes)
(Sancho, Riesgo, & Jiménez, 2012)

Para encontrar el ángulo óptimo para la posición de los módulos, éstos se orientarán hacia el sur, dejando sólo el cálculo de la radiación incidente a diferentes

inclinaciones. A modo de recopilación, se muestran las siguientes ecuaciones para el cálculo de la radiación solar incidente a diferentes inclinaciones:

- Ecuación del Factor de corrección de la excentricidad de la órbita de la Tierra:

$$E_0 = 1 + 0,033 * \cos\left(\frac{2*\pi*d_n}{365}\right)$$

Donde:

E_0 = Factor de corrección de la excentricidad

d_n = número de día del año

(Ecuación 8.1)

- Ecuación del Ángulo diario:

$$\Gamma = 2 * \pi * \frac{d_n - 1}{365}$$

Donde:

Γ = Ángulo diario (rad)

(Ecuación 8.2)

- Ecuación de la Declinación solar:

$$\delta = 0,006918 - 0,399912 * \cos\Gamma + 0,070257 * \sin\Gamma - 0,006758 * \cos 2\Gamma + 0,000907 * \sin 2\Gamma - 0,002697 * \cos 3\Gamma + 0,00148 * \sin 3\Gamma$$

Donde:

δ = Declinación solar (rad)

(Ecuación 8.3)

- Ecuación del Ángulo de salida del Sol:

$$\omega_s = \arccos(-\tan\phi * \tan\delta)$$

Donde:

ω_s = Ángulo de salida del Sol (rad)

ϕ = Latitud del lugar (rad)

(Ecuación 8.4)

- Ecuación de la Radiación solar extraterrestre sobre superficie horizontal:

$$G_{0d} = \frac{24}{\pi} * I_{SC} * E_0 * (\omega_s * \text{sen}\phi * \text{sen}\delta + \text{cos}\phi * \text{cos}\delta * \text{sen}\omega_s)$$

Donde:

I_{SC} = constante solar (1,367 kW/m²)

G_{0d} = Radiación solar extraterrestre sobre superficie horizontal (kWh/m²)

(Ecuación 8.5)

- Ecuación del Índice de transparencia atmosférica

$$K_d = \frac{G_d}{G_{0d}}$$

Donde:

K_d = Índice de transparencia atmosférica

G_d = Radiación solar incidente en una superficie horizontal (kWh/m²)

(Ecuación 8.6)

- Ecuación de la radiación difusa en superficie horizontal:

$$D_d = G_d * (1,39 - 4,027 * K_d + 5,531 * K_d^2 - 3,108 * K_d^3) \quad 0,3 < K_d < 0,7$$

Donde:

D_d = Radiación difusa en una superficie horizontal (kWh/m²)

(Ecuación 8.7)

- Ecuación de la radiación directa en superficie horizontal:

$$I_d = G_d - D_d$$

Donde:

I_d = Radiación directa en una superficie horizontal (kWh/m²)

(Ecuación 8.8)

- Ecuación de factor de conversión geométrico:

$$R_{b,\beta} = \frac{\omega_s * \sin(\phi - \beta) * \sin\delta + \cos(\phi - \beta) * \cos\delta * \sin\omega_s}{\omega_s * \sin\phi * \sin\delta + \cos\phi * \cos\delta * \sin\omega_s}$$

Donde:

$R_{b,\beta}$ = Factor de conversión geométrico

β = Ángulo de inclinación de la superficie que puede tomar valores de 0° a 90°

(Ecuación 8.9)

- Ecuación de la radiación directa en superficie inclinada un ángulo β :

$$I_{d,\beta} = I_d * R_{b,\beta}$$

Donde:

$I_{d,\beta}$ = Radiación directa en una superficie inclinada (kWh/m²)

(Ecuación 8.10)

- Ecuación de la radiación difusa en superficie inclinada un ángulo β :

$$D_{d,\beta} = D_d * \left[(G_d - D_d) * \frac{R_{b,\beta}}{G_{0d}} + \frac{1}{2} * (1 + \cos\beta) * \frac{(G_d - D_d)}{G_{0d}} \right]$$

Donde:

$D_{d,\beta}$ = Radiación difusa en superficie inclinada (kWh/m²)

(Ecuación 8.11)

- Ecuación de la radiación global en superficie inclinada un ángulo β :

$$G_{d,\beta} = I_{d,\beta} + D_{d,\beta}$$

Donde:

$G_{d,\beta}$ = Radiación global en superficie inclinada (kWh/m²)

(Ecuación 8.12)

Al aplicar las fórmulas, introduciendo en ellas la latitud 37,78° (latitud de la ciudad de Jaén), obtenemos una tabla con la radiación global en superficies inclinadas en los

distintos ángulos que se indican, así como en cada mes del año. Estos datos se mostrará en la tabla 8.2.

G_d Global (kWh/m²)												
ÁNG.	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
0°	2,6	3,3	4,7	5,4	6,7	7,4	7,6	7,0	5,7	4,0	2,9	2,1
5°	2,9	3,6	4,9	5,5	6,7	7,4	7,6	7,1	5,9	4,3	3,2	2,3
10°	3,2	3,8	5,1	5,6	6,7	7,3	7,5	7,2	6,2	4,6	3,5	2,5
15°	3,5	4,0	5,3	5,6	6,7	7,2	7,4	7,2	6,3	4,8	3,8	2,7
20°	3,7	4,2	5,5	5,6	6,6	7,0	7,3	7,2	6,5	5,0	4,1	2,9
25°	3,9	4,4	5,6	5,6	6,5	6,9	7,1	7,1	6,6	5,2	4,3	3,1
30°	4,1	4,5	5,7	5,6	6,3	6,6	6,9	7,0	6,6	5,4	4,5	3,2
35°	4,3	4,6	5,7	5,5	6,1	6,4	6,7	6,9	6,6	5,5	4,7	3,4
40°	4,4	4,7	5,7	5,4	5,9	6,1	6,4	6,7	6,6	5,6	4,9	3,5
45°	4,6	4,7	5,7	5,3	5,7	5,8	6,1	6,5	6,5	5,6	5,0	3,5
50°	4,7	4,8	5,7	5,1	5,4	5,5	5,8	6,2	6,4	5,6	5,1	3,6
55°	4,7	4,8	5,6	4,9	5,2	5,2	5,5	5,9	6,3	5,6	5,1	3,7
60°	4,7	4,7	5,3	4,5	4,5	4,4	4,7	5,3	5,9	5,5	5,1	3,7
65°	4,7	4,7	5,3	4,5	4,5	4,4	4,7	5,3	5,9	5,5	5,1	3,7
70°	4,7	4,6	5,1	4,2	4,2	4,0	4,3	4,9	5,6	5,4	5,1	3,6
75	4,6	4,5	4,9	3,9	3,8	3,6	3,9	4,5	5,3	5,2	5,0	3,6
80°	4,6	4,3	4,7	3,7	3,4	3,2	3,4	4,1	5,0	5,0	4,9	3,5
85°	4,4	4,2	4,4	3,4	3,1	2,8	3,0	3,7	4,6	4,8	4,8	3,4
90°	4,3	4,0	4,1	3,0	2,7	2,5	2,6	3,2	4,2	4,5	4,6	3,3

Tabla 8.2. Radiación global en superficies inclinadas en los distintos ángulos que se indican, así como en cada mes del año en Jaén.

Una vez realizada la tabla, realizaremos el método conocido como dimensionado del Mes Crítico o Mes Desfavorable. Para ello, realizaremos otra tabla con el cociente entre el consumo y la radiación global de la tabla anterior. Conociendo el consumo (6000 Wh/día) podemos obtener la tabla 8.3.

$\frac{E_T}{G_d \text{ Global}}$												
ÁNG.	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
0°	2,31	1,82	1,28	1,11	0,90	0,81	0,79	0,86	1,05	1,50	2,07	2,86
5°	2,07	1,67	1,22	1,09	0,90	0,81	0,79	0,85	1,02	1,40	1,88	2,61
10°	1,88	1,58	1,18	1,07	0,90	0,82	0,80	0,83	0,97	1,30	1,71	2,40
15°	1,71	1,50	1,13	1,07	0,90	0,83	0,81	0,83	0,95	1,25	1,58	2,22
20°	1,62	1,43	1,09	1,07	0,91	0,86	0,82	0,83	0,92	1,20	1,46	2,07
25°	1,54	1,36	1,07	1,07	0,92	0,87	0,85	0,85	0,91	1,15	1,40	1,94
30°	1,46	1,33	1,05	1,07	0,95	0,91	0,87	0,86	0,91	1,11	1,33	1,88
35°	1,40	1,30	1,05	1,09	0,98	0,94	0,90	0,87	0,91	1,09	1,28	1,76
40°	1,36	1,28	1,05	1,11	1,02	0,98	0,94	0,90	0,91	1,07	1,22	1,71
45°	1,30	1,28	1,05	1,13	1,05	1,03	0,98	0,92	0,92	1,07	1,20	1,71
50°	1,28	1,25	1,05	1,18	1,11	1,09	1,03	0,97	0,94	1,07	1,18	1,67
55°	1,28	1,25	1,07	1,22	1,15	1,15	1,09	1,02	0,95	1,07	1,18	1,62
60°	1,28	1,28	1,13	1,33	1,33	1,36	1,28	1,13	1,02	1,09	1,18	1,62
65°	1,28	1,28	1,13	1,33	1,33	1,36	1,28	1,13	1,02	1,09	1,18	1,62
70°	1,28	1,30	1,18	1,43	1,43	1,50	1,40	1,22	1,07	1,11	1,18	1,67
75	1,30	1,33	1,22	1,54	1,58	1,67	1,54	1,33	1,13	1,15	1,20	1,67
80°	1,30	1,40	1,28	1,62	1,76	1,88	1,76	1,46	1,20	1,20	1,22	1,71
85°	1,36	1,43	1,36	1,76	1,94	2,14	2,00	1,62	1,30	1,25	1,25	1,76
90°	1,40	1,50	1,46	2,00	2,22	2,40	2,31	1,88	1,43	1,33	1,30	1,82

Tabla 8.3. Cocientes entre el consumo y la radiación global.

A continuación, se elige el máximo cociente de la tabla 8.3 y obtenemos el mes crítico para cada inclinación. En este caso, tenemos que el mes crítico es Diciembre.

Una vez elegido el mes crítico, se elige el mínimo cociente, obteniendo así el ángulo óptimo. En este caso, tenemos que el menor cociente es con un ángulo de inclinación de 60°.

En conclusión, el resultado obtenido es: una inclinación de los módulos de 60° con una radiación global de 3,7 kWh/m².

Con la utilización de este criterio de dimensionado podemos obtener un correcto funcionamiento de la instalación en el mes en que la relación entre el consumo y la radiación es máxima.

3. Dimensionado del Generador Fotovoltaico.

En primer lugar, elegiremos los tipos de paneles fotovoltaicos que utilizaremos. En el caso de este estudio utilizaremos paneles solares de la página web autosolar, en concreto un Panel Solar 150W 12V Policristalino Atersa SHS. (AutoSolar, 2018)

Las características técnicas de este Panel Solar son las siguientes:

- Potencia del Panel Solar: 150 W
- Tipo de Célula del Panel Solar: Policristalino
- Rigidez del Panel Solar: Rígido
- Dimensiones del Panel Solar: Largo x Ancho x Grueso (mm) 1480 x 670 x 35 mm
- Tensión Máxima Potencia: 18.1 V
- Corriente en Cortocircuito: 8.82 A
- Amperios Máximos de Salida IMP: 8.33 A
- Tensión en Circuito Abierto: 22.4 V
- Voltaje de Trabajo del Panel Solar: 12 V
- Peso del Panel Solar: 12 Kg
- Marco del Panel Solar: Blanco y Gris

Una vez elegido el tipo de panel solar a utilizar, calcularemos el número total de módulos fotovoltaicos que se deben instalar. Para ello, se utilizará la ecuación 8.13.

$$N_T = \frac{E_T}{P_P * G_{m,\beta} * P_G}$$

Donde:

E_T = Consumo requerido (Wh)

P_P = Potencia Pico del Módulo (W/kW/m²)

$G_{m,\beta}$ = Radiación Global sobre una superficie inclinada un ángulo β (kWh/m²)

P_G = Factor Global de Pérdidas (suele variar entre 0,65 y 0,9)

(Ecuación 8.13)

La potencia de pico del módulo elegido es de 150 W. Además, consideraremos un factor de pérdidas de 0,75. Con estos datos, la radiación elegida con el ángulo óptimo (3,7 kWh/m²) y el consumo de 6000 Wh considerado obtenemos, aplicando la ecuación 8.13, un número total de paneles de 16 módulos.

Una vez conocido el número total de paneles, se puede determinar la agrupación de módulos en serie y en paralelo que son necesarios en la instalación. Para ello, necesitamos conocer la tensión nominal de la batería, la cual coincide con la tensión de la instalación.

La batería que elegiremos para este estudio será del tipo Plomo – ácido en vasos de 2V. Utilizaremos baterías de la página web autosolar, concretamente una Batería Estacionaria 2V 1500 Ah Hoppecke 10 Opzs 1000. (AutoSolar, 2018)

Las características técnicas de esta batería son las siguientes:

- Voltaje de la Batería: 2 V
- Medidas de la Batería: 215 x 235 x 710 (ancho x largo x alto). Medida por vaso estacionario.
- Posición de Trabajo de la Batería: Bornes en la parte superior
- Amperios-Hora de la Batería: 1500Ah

Al utilizar una bancada de 12 vasos unitarios de esta batería obtenemos una tensión de 24V, valor que utilizaremos como tensión de la instalación.

Las ecuaciones que utilizaremos para obtener el número de paneles en serie y en paralelo son las ecuaciones 8.14 y 8.15.

$$N_s = \frac{V_{\text{instalación}}}{V_{\text{módulo}}}$$

Donde:

N_s = Número de módulos en serie por rama

$V_{\text{instalación}}$ = Tensión de la instalación (V)

$V_{\text{módulo}}$ = Tensión nominal de los módulos (V)

(Ecuación 8.14)

$$N_p = \frac{N_T}{N_S}$$

Donde:

N_p = Número de módulos en paralelo

(Ecuación 8.15)

Al aplicar la ecuación 8.14, conociendo que la tensión de la instalación es de 24 V y la tensión de los módulos es de 18,1 V, obtenemos que los números de módulos en serie por rama que necesitaremos son de 2 módulos.

Una vez obtenidos los módulos en serie que necesitamos, aplicando la ecuación 8.15, obtenemos que el número de módulos en paralelo que necesitaremos son de 9 módulos.

En conclusión, la estructura que utilizaremos es de 8 x 2 módulos (paralelo x serie).

4. Dimensionado del sistema de almacenamiento.

Para dimensionar el sistema de almacenamiento, se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

- Máxima Profundidad de Descarga: nivel máximo de descarga que se le permite a la batería antes de la desconexión del regulador.
- Días de autonomía: número de días consecutivos que el sistema de almacenamiento es capaz de atender al consumo en ausencia de sol.

En el caso de las baterías elegidas por este estudio, la profundidad de descarga del modelo elegido es de 0,5 y el número de días de autonomía elegido es de 6 días.

Una vez conocidos los valores de los dos parámetros mencionados, se procede al cálculo de la capacidad de las baterías. Para ello, utilizaremos la ecuación 8.16 si

queremos conocer la capacidad en vatios hora (Wh) o la ecuación 8.17 si queremos conocer la capacidad en amperios hora (Ah).

$$C_n(Wh) = \frac{E_T * N}{P_d}$$

Donde:

$C_n(Wh)$ = Capacidad nominal de la batería (Wh)

N = Número de días de autonomía

P_d = Máxima Profundidad de descarga de la batería

(Ecuación 8.16)

$$C_n(Ah) = \frac{C_n(Wh)}{V_{instalación}}$$

Donde:

$C_n(Ah)$ = Capacidad nominal de la batería (Ah)

(Ecuación 8.17)

Al aplicar las ecuaciones 8.16 y 8.17, introduciendo los datos requeridos, obtenemos que la capacidad nominal de la batería en vatios hora es de 72000 Wh y en amperios hora es de 3000 Ah.

5. Dimensionado del regulador.

El dimensionado del regulador es muy importante, ya que éste controla las cargas y descargas de la batería. Para ello, se deberá calcular la corriente que produce el generador, ya que será la que deba soportar el regulador.

Para calcular la intensidad de corriente que produce el generador utilizaremos la ecuación 8.18 y 8.19.

$$I_R = \frac{P_p * \eta}{V_{módulos}}$$

Donde:

I_R = Corriente producida por cada rama en paralelo del generador (A)

η = Rendimiento del módulo

P_p = Potencia de pico del módulo fotovoltaico (W)

$V_{módulos}$ = Tensión nominal de los módulos.

(Ecuación 8.18)

$$I_G = I_R * N_R$$

Donde:

I_G = Corriente producida por el generador (A)

N_R = Número de ramas en paralelo del generador

(Ecuación 8.19)

Al aplicar las ecuaciones 8.18 y 8.19, con los datos de 150 W de potencia, 0,75 de rendimiento y 18,1 V de tensión nominal, obtenemos que la intensidad producida por cada rama en paralelo es de 6,22 A y que la intensidad producida por el generador es de 49,76 A.

El regulador que elegiremos para ello será un Regulador 12V/24V 60A PWM Must Solar de la página web AutoSolar. (AutoSolar, 2018)

6. Dimensionado del inversor

La tensión de entrada en el inversor de cualquier instalación fotovoltaica no será siempre constante, por lo que el inversor debe transformar distintas tensiones continuas dentro de un determinado rango (alrededor de un 15%).

Para dimensionar el inversor se deberá tener en cuenta la potencia que demanda la carga en alterna de la instalación, por lo que se elegirá un inversor cuya potencia nominal sea algo superior a la máxima demandada por la carga. Por lo que se puede resumir que la potencia del inversor será similar a la potencia en alterna de la carga.

Supondremos que los elementos que funcionan en alterna demandan una potencia de 3000 W. Todos estos elementos no funcionarán a la vez, por lo que se multiplicará por un factor de funcionamiento del 85% y obtendremos que la potencia en alterna es de 2550 W.

En conclusión, se deberá instalar un inversor con una potencia de 2600W o mayor. En la página web autosolar encontramos el Inversor Red 2700 W INGECON Sun 1PLAY 2.7TL M, el cuál se propondrá para este estudio. (AutoSolar, 2018)

7. Dimensionado del cableado.

Se deberá prestar especial atención al dimensionado del cableado, ya que al existir consumo habrá pérdidas por las caídas de tensión en los cables. Éstas pérdidas óhmicas deben cumplir la más limitadora de estas dos condiciones:

- Verificar las normas electrotécnicas de baja tensión.
- La pérdida de energía debe ser menor que una cantidad predefinida, pudiéndose calcular con las ecuaciones 8.20 y 8.21.

$$R_C = \frac{\rho * L}{S}$$

Donde:

R_C = Resistencia óhmica de los conductores (Ω)

ρ = Resistividad del conductor ($\Omega * mm^2/m$)

L = Longitud de los conductores (m)

S = Sección de los conductores (mm^2)

(Ecuación 8.20)

$$P_{PC} = I^2 * R_C$$

Donde:

P_{PC} = Potencia de Pérdidas en los conductores (W)

I = Corriente que circula por los conductores (A)

(Ecuación 8.21)

Para este estudio se supondrá la necesidad de instalar los siguientes elementos de cableado de la página web AutoSolar:

- 20 metros de Cable Rojo RV-K 6 mm² PowerFlex de Top Cable y 20 metros de Cable Negro RV-K 6 mm² PowerFlex de Top Cable. Estos tipos de cable son utilizados como cable de transporte de la corriente desde los paneles solares hasta el regulador de carga. (AutoSolar, 2018)
- 30 metros de Cable Azul RV-K 16 mm² PowerFlex de Top Cable y 30 metros de Cable Negro RV-K 16 mm² PowerFlex de Top Cable. Estos cables se utilizan como cable de transporte de corriente desde el regulador de carga hasta las baterías. (AutoSolar, 2018)
- 2 unidades de Cable Rojo RV-K 50 mm² PowerFlex de Top Cable y 2 unidades de Cable Negro RV-K 50 mm² PowerFlex de Top Cable. Estos cable se utilizan debido a la elevada corriente de paso desde las baterías al inversor, por lo que es muy conveniente utilizarlas para el transporte de corriente desde la batería al inversor.
- 2 Repartidores y caja estanca para conexionado de paneles.

Bibliografía

- ADVANCEDGRIDS. (2011). *PMU Measurements*. Obtenido de <http://www2.kios.ucy.ac.cy/advancedgrids/index.php/pmu-measurements>
- AEMET. (2018). *Valores climatológicos normales. Jaén*. Obtenido de <http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos?l=5270B&k=and>
- AEMET. (2018). *Valores extremos climatológicos extremos. Jaén*. Obtenido de http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/efemerides_extremos?*w=0&k=and&l=5270B&datos=det&x=5270B&m=13&v=todos
- Agencia Andaluza de la Energía. (2016). *Financiación Programa de Incentivos para el Desarrollo Energético Sostenible de Andalucía 2020 “Andalucía es más”*. Obtenido de <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/financiacion/incentivos-2017-2020/programa-desarrollo-energetico-sostenible/redes-inteligentes>
- Agencia Andaluza de la Energía. (2016). *Programa de Incentivos para el Desarrollo Energético Sostenible de Andalucía 2020*. Obtenido de <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/financiacion/incentivos-2017-2020/programa-desarrollo-energetico-sostenible/normativa-reguladora>
- Agenda21. (2012). *Inversiones ambientales en municipios*. Obtenido de <http://www.agenda21jaen.com/el-camino-recorrido/inversiones-ambientales-en-municipios-agenda-21/eficiencia-energetica-y-energias-renovables.html>
- Aguilera, J., & Hontoria, L. (2011). *Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos*. Obtenido de <https://manuelberaun.files.wordpress.com/2011/12/dimensionado-de-sfv-autonomos.pdf>
- Aguirre Valparis, J., Amezuza Ayarza, A., & Sánchez, J. (2017). *Solución de comunicaciones de banda ancha entre centros de transformación MT/BT*. Obtenido de <https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/comunicacion-solucion-comunicaciones-banda-ancha-centros-transformacion-mt-bt>
- AutoSolar. (2018). *Batería estacionaria 2V 1500Ah Hoppecke 10 opzs 1000*. Obtenido de <https://autosolar.es/baterias-estacionarias-opzs-2v/bateria-estacionaria-2v-1500ah-hoppecke-10-opzs-1000>
- AutoSolar. (2018). *Batería Estacionaria 2V 1500Ah Hoppecke 10 OPzS 1000*. Obtenido de <https://autosolar.es/baterias-estacionarias-opzs-2v/bateria-estacionaria-2v-1500ah-hoppecke-10-opzs-1000>
- AutoSolar. (2018). *Cable Unifilar 6 mm2 SOLAR PV ZZ-F Negro*. Obtenido de <https://autosolar.es/accesorios/cable-unifilar-6-mm2-solar-pv-zz-f-negro>
- AutoSolar. (2018). *Cable Unifilar 6 mm2 SOLAR PV ZZ-F Rojo*. Obtenido de <https://autosolar.es/accesorios/cable-unifilar-6-mm2-solar-pv-zz-f-rojo>
- AutoSolar. (2018). *Catálogo Panel Solar SHS135W - 150W Polycrystalline*. Obtenido de <https://autosolar.es/pdf/SHS150W.pdf>

- AutoSolar. (2018). *Catálogo Regulador 12V / 24V 60A PWM Must Solar*. Obtenido de <https://autosolar.es/pdf/MUST-SOLAR-PC1500B.pdf>
- AutoSolar. (2018). *Inversor de Conexión a Red 2700W INGECON Sun 1PLAY 2.7TL M*. Obtenido de <https://autosolar.es/pdf/Ingeteam-Ingecon-Sun-1Play.pdf>
- AutoSolar. (2018). *Inversor Red 2700 W INGECON Sun 1PLAY 2.7TL M*. Obtenido de <https://autosolar.es/inversores-de-red-monofasicos/inversor-red-2700w-ingecon-sun-1play-27tl-m>
- AutoSolar. (2018). *Inversor Red 2700 W INGECON Sun 1PLAY 2.7TL M*. Obtenido de <https://autosolar.es/inversores-de-red-monofasicos/inversor-red-2700w-ingecon-sun-1play-27tl-m>
- AutoSolar. (2018). *OPzS Vented lead-acid battery* . Obtenido de https://autosolar.es/pdf/catalogo_baterias_estacionarias_hoppecke.pdf
- AutoSolar. (2018). *Panel solar 150W 12V policristalino ATERSA SHS*. Obtenido de <https://autosolar.es/panel-solar-12-voltios/panel-solar-150w-12v-policristalino-atersa-shs>
- AutoSolar. (2018). *Panel Solar de 150W 12V Policristalino Atersa SHS*. Obtenido de <https://autosolar.es/panel-solar-12-voltios/panel-solar-150w-12v-policristalino-atersa-shs>
- AutoSolar. (2018). *Regulador 12/24 V 60 A Must Solar*. Obtenido de <https://autosolar.es/reguladores-de-carga-pwm/regulador-12v-24v-60a-pwm-must-solar>
- AutoSolar. (2018). *Regulador 12V/24V 60A PWM Must Solar*. Obtenido de <https://autosolar.es/reguladores-de-carga-pwm/regulador-12v-24v-60a-pwm-must-solar>
- Ayuntamiento de Jaén. (2016). *PLAN GENERAL DE ORDENACIÓN URBANÍSTICA 2016*. Obtenido de http://varios.aytojaen.es/pgou_2016/
- BOE. (2007). *Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008*. Obtenido de <http://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-22458>
- BOE. (2007). *Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-16478>
- BOE. (2012). *Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, por la que se modifica la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 en lo relativo al plan de sustitución de contadores*. Obtenido de https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2012-2538
- Cárcel Carrasco, F. y. (2015). *Edificación y smart grids: factores a tener en cuenta*. Obtenido de <https://www.3ciencias.com/wp-content/uploads/2015/06/Edificaci%C3%B3n-y-Smart-Grids.pdf>

- Carrillo, C. J. (2003). *Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC)*. Obtenido de <http://carrillo.webs.uvigo.es/publicaciones/SVC.pdf>
- Circutor. (2018). *Catálogo Poste de recarga RVE-P*. Obtenido de http://circutor.es/docs/FT_RVE2-P_SP.pdf
- Circutor. (2018). *Catálogo Poste Raption*. Obtenido de http://circutor.es/docs/FT_RVE-Raption-22_ES.pdf
- Circutor. (s.f.). *Recarga Inteligente de Vehículos Eléctricos*. Obtenido de <http://docplayer.es/5138775-Recarga-inteligente-de-vehiculos-electricos.html>
- CLIMATE-DATA. (s.f.). *CLIMA:JAÉN*. Obtenido de <https://es.climate-data.org/location/1125/>
- Coinciencia Eco. (2018). *¿Qué es la Energía Distribuida?* Obtenido de <https://www.concienciaeco.com/2018/02/12/la-energia-distribuida/>
- Denda, D. R. (2016). *Meters and More. Open Technologies*. Obtenido de http://stargrid.eu/downloads/2013/06/Denda_Meters-and-More_May16.pdf
- Díaz Andrade, C. y. (2011). *Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes eléctricas*. Obtenido de <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=411534385004>
- E. Ballester, R. P. (2011). *Electrónica de Potencia; Principios fundamentales y estructuras básicas*.
- ELECTROINDUSTRIA. (2015). *Caminando hacia redes inteligentes y sustentables*. Obtenido de <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2585&srch=electr%F3nica%20de%20potencia&act=3>
- Electromovilidad. (2018). *Tipos de recarga del vehículo eléctrico*. Obtenido de <http://electromovilidad.net/tipos-de-recarga-del-vehiculo-electrico/>
- Enchufing. (2018). *Punto de recarga semi-rápida RVE2-P*. Obtenido de <https://www.enchufing.com/product-page/rve2-pt-mix-3g>
- ENDESA. (2014). *Smartcity Málaga. Un modelo de gestión energética sostenible para las ciudades del futuro*. Obtenido de <https://www.endesa.com/content/dam/enel-es/home/prensa/publicaciones/otraspublicaciones/documentos/SMARTCITY%20MALAGA%20UN%20MODELO%20DE%20GESTION%20ENERGETICA%20SOSTENIBLE.pdf>
- Energiaysociedad. (2014). *Aspectos básicos de la electricidad*. Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/1-1-aspectos-basicos-de-la-electricidad/>
- FENERCOM. (2011). *Gúia de redes inteligentes de energía y comunicación*. Obtenido de <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-de-redes-inteligentes-de-energia-y-comunicacion-fenercom-2011.pdf>

- Fernandez, S. (2016). *El coche eléctrico y las Smart Grids. V2G, V2H y V2B (I)*. Obtenido de <https://forococheselectricos.com/2016/08/el-coche-electrico-y-las-smart-grids-i-v2g-v2b-y-v2h.html>
- FUNSEAM. (2013). *Smart Grids: Tecnologías prioritarias*. Obtenido de <http://www.funseam.com/phocadownload/smart%20grids.%20tecnologas%20prioritarias.pdf>
- FutuRed. (2016). *PRICE – Proyecto de Redes Inteligentes en el Corredor de Henares*. Obtenido de <http://www.futured.es/price-proyecto-de-redes-inteligentes-en-el-corredor-de-henares/>
- FUTURED. (2017). *REDES 2025*. Obtenido de <http://www.futured.es/starting-up/>
- FUTURED. (2017). *REDES 2025: Proyecto Singular Estratégico de FUTURED*. Obtenido de <http://www.futured.es/redes-2025-proyecto-singular-estrategico-de-futured/>
- G., A. (2014). *Contador inteligente: ¿beneficia o perjudica al consumidor?* Obtenido de <https://www.rankia.com/blog/luz-y-gas/2305246-contador-inteligente-beneficia-perjudica-consumidor>
- GASNATURALFENOSA. (2018). *Proyectos de Gas Natural FENOSA*. Obtenido de <http://www.gasnaturalfenosa.com.ar/ar/conocenos/innovacion+y+tecnologia/modelo+de+innovacion/1297092324610/proyectos.html>
- GOOGLE MAPS. (2017). Obtenido de www.google.es/maps
- GOOGLE MAPS. (2018). Obtenido de <https://www.google.es/maps/place/Ja%C3%A9n/@37.7792072,-3.7822744,13.56z/data=!4m5!3m4!1s0xd6dd713cb5302c7:0x9cfb2c858b405702!8m2!3d37.7795941!4d-3.7849057?hl=es>
- GOOGLE MAPS. (2018). Obtenido de <https://www.google.es/maps/place/Parque+del+Bulevar/@37.7824091,-3.7922945,17z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0xd6dd7043aedb0cb:0x94b0d95b1875015a!8m2!3d37.7824091!4d-3.7901058?hl=es>
- GOOGLE MAPS. (2018). Obtenido de <https://www.google.es/maps/place/Planta+De+TRATAMIENTO+DE+RSU+JA%C3%89N+SIERRA+SUR/@37.8368015,-3.8669622,13z/data=!4m12!1m6!3m5!1s0xd6dd3fc787bb4e7:0xf5672fa228011366!2sPlanta+De+TRATAMIENTO+DE+RSU+JA%C3%89N+SIERRA+SUR!8m2!3d37.836801!4d-3.8319476!3m4!1s>
- Grupo BIOMIX. (2014). *Contadores inteligentes, así funcionan*. Obtenido de <http://www.electromagneticos.es/news.php?newsid=62>
- IDAE. (2011-2020). *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables*. Obtenido de http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf

- INCIBE. (2017). *Seguridad en protocolos industriales - Smart Grid*. Obtenido de <https://www.certs.es/blog/seguridad-protocolos-industriales-smart-grid>
- INE. (2017). *Cifras oficiales de población de la revisión del Padrón municipal*. Obtenido de <http://www.ine.es/jaxiT3/Tabla.htm?t=2911&L=0>
- IRENA. (2015). *Renewable Power Generation Costs in 2014*. Obtenido de http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf
- I-SARE. (2016). *I-SARE microgrid Gipuzkoa*. Obtenido de <http://www.i-sare.net/pages/queofrece.html>
- I-SARE. (2016). *I-SARE Smart Grid*. Obtenido de <http://www2.i-sare.net/>
- ITE. (2017). *Wide scale demonstration of Integrated Solutions and business models for European smartGRID (WiseGRID)*. Obtenido de <http://www.ite.es/project/wisegrid/>
- Jamal, T. (2012). *Development of Smart Grid in Bangladesh: Challenges and Opportunities*.
- Jian Zhou, R. Q. (2012). *Scalable Distributed Communication Architectures to Support Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid*. Obtenido de <https://pdfs.semanticscholar.org/83f8/8e5e33a258b38f2657d12967d89b3b0daaac.pdf>
- JRC. (2018). *Smart Electricity Systems and Interoperability*. Obtenido de <http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grids-observatory>
- JUNTA DE ANDALUCÍA. (2017). *Informe de Calidad del Aire Ambiente*. Obtenido de http://www.juntadeandalucia.es/medioambiente/atmosfera/informes_siva/meses17/IMA1712.pdf
- JUNTA DE ANDALUCÍA. (2018). *Andalucía pueblo a pueblo - Fichas Municipales*. Obtenido de <http://www.juntadeandalucia.es/institutodeestadisticaycartografia/sima/ficha.htm?mun=23050>
- JUNTADEANDALUCIA. (2018). *Evaluación de emisiones de gases de efecto invernadero del sector industrial en Andalucía. Año 2016*. Obtenido de http://www.juntadeandalucia.es/medioambiente/portal_web/web/temas_ambientales/clima/actuaciones_cambio_climatico/mitigacion/emisiones_gases_efecto_invernadero/informes_anuales_rcde/conclusiones_validacion_RCDE_2016_180514.pdf
- López, J. C. (2016). *ESTUDIO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS SMART GRIDS*. Obtenido de <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/9143/386883.pdf>
- Markovic D., B. I. (2014). *Smart Grid and nanotechnologies: a solution for clean and sustainable energy*. Obtenido de <https://www.dovepress.com/smart-grid-and-nanotechnologies-a-solution-for-clean-and-sustainable-e-peer-reviewed-fulltext-article-EECT>

- MINETAD. (2011). *Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones. Smart Grids y la evolución de la Red Eléctrica*. Obtenido de http://www.minetad.gob.es/industria/observatorios/SectorElectronica/Actividades/2010/Federaci%C3%B3n%20de%20Entidades%20de%20Innovaci%C3%B3n%20y%20Tecnolog%C3%ADa/SMART_GRIDS_Y_EVOLUCION_DE_LA_RED_ELECTRICA.pdf
- MINETAD. (2017). *Plan nacional de territorios inteligentes*. Obtenido de http://www.agendadigital.gob.es/agenda-digital/noticias/Documents/PNTI/plan-nacional-territorios-inteligentes.pdf?utm_source=rss&utm_medium=rss
- Ormazabal. (2016). *Instrucciones generales de ekorGID. Unidad gestora inteligente de distribución*. Obtenido de <https://www.ormazabal.com/sites/default/files/descargas/ig-175-es-02.pdf>
- Ormazabal. (2018). *Catálogo CGMCOSMOS - 2LPT*. Obtenido de https://www.ormazabal.com/sites/default/files/ormazabal/productos/descargables/CA428GB1101web_0.pdf
- Ormazabal. (2018). *Catálogo Cuadro de Baja Tensión de Ormazabal*. Obtenido de https://www.ormazabal.com/sites/default/files/descargas/ca-401-es-1407_lr.pdf
- Ormazabal. (2018). *Catálogo Envolvente de hormigón para Centros de Transformación tipo PFU de Ormazabal*. Obtenido de <https://www.ormazabal.com/sites/default/files/descargas/ca-446-es-1410.pdf>
- Ormazabal. (2018). *CGMCOSMOS - 2LPT*. Obtenido de <https://www.ormazabal.com/es/tu-negocio/productos/cgmcosmos-2lpt?p=10230>
- Ormazabal. (2018). *Cuadro de Baja Tensión cbtoC*. Obtenido de <https://www.ormazabal.com/es/tu-negocio/productos/cbtoc?refer=1345>
- Ormazabal. (2018). *ekorGID Unidad Gestora Inteligente de Distribución*. Obtenido de <https://www.ormazabal.com/sites/default/files/ormazabal/productos/descargables/CA426ES1101web.pdf>
- Ormazabal. (2018). *ekorGID. Unidad gestora inteligente de distribución*. Obtenido de https://www.ormazabal.com/sites/default/files/descargas/ca-426-es-1407_lr.pdf
- Ormazabal. (2018). *Envolvente prefabricada tipo PFU*. Obtenido de <https://www.ormazabal.com/es/tu-negocio/productos/pfu-36-kv?refer=1308>
- Peralta Sevilla, A. G., & Amaya Fernández, F. (2013). *EVOLUCIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS HACIA SMART GRID EN PAÍSES DE LA REGIÓN ANDINA*. Obtenido de <https://www.educacioneningenieria.org/index.php/edi/article/viewFile/285/165>
- Pérez, F. D. (2014). *Sistemas de transmisión flexible en corriente alterna*. Obtenido de http://www.utp.ac.pa/documentos/2014/pdf/09_Sistemas_de_transmisio_n_1.pdf
- QuantumEnergia. (2017). *Autoconsumo Fotovoltaico*. Obtenido de http://www.f2e.es/uploads/doc/20171018072457.3_quantum_energiaverde_autoconsumo.pdf

- REE. (2016). *Esquema básico del sistema eléctrico español*. Obtenido de Red Eléctrica de España: http://www.ree.es/sites/default/files/esquema_control_v2.pdf
- REE. (2016). *Proyecto PRICE*. Obtenido de <http://www.ree.es/es/sostenibilidad/proyectos-destacados/proyectos-de-idi-de-contribucion-al-negocio/proyecto-price>
- REE. (2016). *Red Eléctrica de España*. Obtenido de <http://www.ree.es/es/red21/redes-inteligentes/que-son-las-smartgrid#>
- RESURJA. (2018). *Complejo Medioambiental Sierra Sur*. Obtenido de <http://resurja.com/instalaciones-e-infraestructuras/complejo-medio-ambiental-sierra-sur/>
- Roca, J. A. (2015). *Los costes de generación de las renovables son iguales o más baratos que los de combustibles fósiles*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/los-costes-de-generacion-de-las-renovables-son-iguales-o-mas-baratos-que-los-de-combustibles-fosiles/>
- Rodríguez, C. d. (2014). *Como hacemos avanzar a la red eléctrica hacia una red inteligente mediante el uso de electrónica de potencia*. Obtenido de <https://carlosdepalacio.files.wordpress.com/2014/11/en-sxxi-ed-octubre-2014.pdf>
- Rouse, M. (2017). *Smart Grid Sensor*. Obtenido de <https://internetofthingsagenda.techtarget.com/definition/smart-grid-sensor>
- Sancho, J., Riesgo, J., & Jiménez, C. (2012). *Atlas de Radiación Solar en España*. Obtenido de https://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiacion_24042012.pdf
- Saxton, T. (2015). *Plug In America ``EV Battery Amortization Costs and Vehicle To Grid``*. Obtenido de <https://pluginamerica.org/ev-battery-amortization-costs-and-vehicle-grid/>
- SmartCityJaén. (2012). *Farolas Solares*. Obtenido de <http://www.smartcityjaen.com/2012/06/20/farolas-solares-instaladas-en-ja%C3%A9n/>
- SmartCityJaén. (2018). *SmartCity Jaén*. Obtenido de <http://www.smartcityjaen.com>
- SMARTGRIDINFO. (2016). *OSIRIS, proyecto para la supervisión de la red de distribución eléctrica*. Obtenido de <https://www.smartgridsinfo.es/2016/12/02/osiris-proyecto-supervision-red-distribucion-electrica>
- SMARTGRIDINFO. (2017). *Proyecto Nobelgrid: Energía Inteligente al servicio del ciudadano*. Obtenido de <https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/comunicacion-proyecto-nobelgrid-energia-inteligente-servicio-ciudadano>
- SolarJiennense. (2015). *Fotovoltaica conectada a red*. Obtenido de <http://www.solarjiennense.com/fotovoltaica>
- TECNOCOMPU. (2018). *Topologías de Red*. Obtenido de <https://sites.google.com/site/tecnocompu32/home/topologias-de-red>

- UNIONFENOSA. (2015). *OSIRIS: Optimización de la Supervisión Inteligente de la Red de Distribución*. Obtenido de <http://www.unionfenosadistribucion.com/es/redes+inteligentes/investigacion+y+desarrollo/nacionales/1297262412251/osiris.html>
- UNIONFENOSA. (2016). *Distributed Intelligence for Cost-effective and Reliable Solutions*. Obtenido de <http://www.unionfenosadistribucion.com/es/redes+inteligentes/investigacion+y+desarrollo/internacionales/1297157608486/discern.html>
- UNIONPOWER. (2016). *What is Advanced Metering Infrastructure?* Obtenido de <https://union-power.com/what-is-advanced-metering-infrastructure/>
- Unitecnia. (2018). *Farolas solares Solar street lamps*. Obtenido de <http://www.unitecnia renovables.com/espana/datos/descarga/solarFix.pdf>
- Vega, E. (2014). *Redes Electricas*. Obtenido de <http://kelpisolis.blogspot.com/2014/10/red-electrica.html>
- WIKIPEDIA. (2008). *Wikipedia*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Red_el%C3%A9ctrica#Historia
- Wikipedia. (2018). *Jaén*. Obtenido de <https://es.wikipedia.org/wiki/Ja%C3%A9n#Situaci%C3%B3n>