



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:



## Resumen

El presente proyecto, consiste en el diseño conceptual de una arquitectura “Smart City” en Quart de Poblet.

En primer lugar, tras una descripción inicial de los principios en los que se basan las ciudades y redes inteligentes, y los elementos que las conforman, se realiza un análisis conceptual aplicado a Quart de Poblet, identificándose los agentes y elementos que serían necesarios en el diseño y aplicación de dicha arquitectura en este municipio. Asimismo, se identifican las tecnologías de generación autónoma disponibles en dicho emplazamiento y su capacidad, tales como puntos de cogeneración o de generación fotovoltaica, así como otras que pudieran instalarse como generación eólica o vehículos eléctricos. El siguiente paso llevado a cabo es la modelización de la curva de demanda energética del municipio, desagregada en función del tipo de consumidor y su actividad principal.

Finalmente, el trabajo incluye la evaluación económica del diseño indicado anteriormente mediante el programa de simulación Homer Energy, con el que se determina la demanda eléctrica a cubrir con cada una de las tecnologías analizadas al menor coste posible. De esta forma, se reduce la demanda eléctrica de la red, ampliándose el abanico de tecnologías disponibles para el abastecimiento del municipio al tiempo que se minimizan todos los costes asociados.





UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:



# Índice

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. INTRODUCCIÓN:</b> .....  | <b>3</b>  |
| 1.1. OBJETIVOS: .....  | 3         |
| 1.2. JUSTIFICACIÓN Y MOTIVACIÓN: .....   | 3         |
| 1.3. ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO: .....   | 4         |
| <b>2. SMARTCITIES Y REDES INTELIGENTES:</b> .....  | <b>5</b>  |
| 2.1. PRINCIPIOS EN LA ARQUITECTURA DE LAS SMARTCITIES.....   | 9         |
| 2.1.1. <i>Gobierno</i> .....   | 9         |
| 2.1.2. <i>Movilidad</i> .....  | 10        |
| 2.1.3. <i>Sostenibilidad</i> .....   | 11        |
| 2.1.4. <i>Población</i> .....  | 13        |
| 2.1.5. <i>Economía</i> .....   | 13        |
| <b>3. DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA RED INTELIGENTE EN QUART DE POBLET</b> .....  | <b>15</b> |
| 3.1. AGENTES DEL SISTEMA: .....  | 19        |
| 3.1.1. <i>Consumidores</i> : .....   | 19        |
| 3.1.2. <i>Empresas de Servicios Energéticos</i> .....  | 20        |
| 3.1.3. <i>Generadores</i> .....  | 20        |
| 3.1.4. <i>Plantas Virtuales de Generación (VPP)</i> .....  | 21        |
| 3.1.5. <i>Agregadores</i> .....  | 22        |
| 3.1.6. <i>Transportista</i> .....  | 23        |
| 3.1.7. <i>Operador de la red de transporte</i> .....   | 24        |
| 3.1.8. <i>Distribuidor</i> .....   | 24        |
| 3.1.9. <i>Operador de la red de distribución</i> .....   | 25        |
| 3.1.10. <i>Comercializador</i> .....   | 25        |
| 3.2. RELACIONES ENTRE LOS AGENTES DE LA RED .....  | 26        |
| 3.3. PLANIFICACIÓN DE REDES INTELIGENTES.....  | 28        |
| 3.3.1. <i>Refuerzo de redes existentes</i> : .....   | 28        |
| 3.3.2. <i>Planificación desde cero</i> : .....   | 31        |
| 3.4. NECESIDADES DE COMUNICACIÓN EN REDES INTELIGENTES: .....  | 31        |
| <b>4. NECESIDADES ENERGÉTICAS: CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO Y BALANCE ENERGÉTICO</b> .....                                  | <b>33</b> |
| 4.1. MODELADO DE LA CURVA DE CARGA ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO.....  | 33        |
| 4.2. MODELADO DEL CONSUMO DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO .....  | 38        |
| 4.3. GENERACIÓN ELÉCTRICA DISPONIBLE: INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN EL MUNICIPIO.....                                     | 39        |
| 4.3.1. <i>Cogeneración</i> .....   | 41        |
| 4.3.2. <i>Generación fotovoltaica</i> .....  | 42        |
| 4.3.3. <i>Generación disponible</i> .....  | 53        |
| 4.3.4. <i>El vehículo eléctrico</i> .....  | 60        |
| <b>5. EVALUACIÓN ECONÓMICA A TRAVÉS DEL SIMULADOR HOMER ENERGY</b> .....   | <b>66</b> |
| 5.1. ESCENARIO 1: ABASTECIMIENTO A TRAVÉS DE LA RED .....  | 71        |
| 5.2. ESCENARIO 2: ABASTECIMIENTO A TRAVÉS DE LOS EQUIPOS DE COGENERACIÓN Y DE LA RED.....                                  | 71        |
| 5.3. ESCENARIO 3: ABASTECIMIENTO A TRAVÉS DE LOS EQUIPOS DE COGENERACIÓN, INSTALACIONES FV Y DE LA RED .....               | 73        |
| 5.4. ESCENARIO 4: ABASTECIMIENTO A TRAVÉS DE LOS EQUIPOS DE COGENERACIÓN, INSTALACIONES FV, PARQUE EÓLICO Y DE LA RED..... | 75        |



|                       |    |
|-----------------------|----|
| 6. CONCLUSIONES ..... | 79 |
| 7. ANEXOS .....       | 81 |



## 1. Introducción:

### 1.1. Objetivos:

El presente documento se corresponde con el TFG (Trabajo de Final de Grado) del alumno Miguel Dasi Bastante, estudiante de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ETSII), siendo uno de los objetivos de este trabajo la obtención del título de Grado de Ingeniería de la Energía, demostrando las aptitudes y conocimientos adquiridos a lo largo del grado.

Asimismo, este trabajo tiene por objeto realizar el diseño conceptual de una Smart City y aplicado al caso concreto de Quart de Poblet, identificando los agentes implicados y las relaciones establecidas entre ellos, y realizando una pre-evaluación técnico-económica del impacto que tendrían su implantación.

### 1.2. Justificación y motivación:

La motivación para la realización de este trabajo radica en el potencial de las ciudades inteligentes debido a la gran capacidad de gestión y control que tienen para llevar a cabo aquellas decisiones más adecuadas desde un punto de vista económico, técnico y medioambiental.

Debido al creciente aumento de la población residente en zonas urbanas, esta nueva forma de ciudad gana una mayor importancia, pues garantiza el acceso a toda la ciudadanía a los distintos servicios, todo esto consumiendo los mínimos recursos posibles. Así pues, tenemos ejemplos de esta nueva forma de funcionamiento de una ciudad, tanto a nivel internacional como nacional.

A nivel internacional, tenemos registros de distintas ciudades que son recopiladas por la plataforma Smarter Cities Challenge <sup>[1]</sup>, donde vemos ejemplos de este nuevo modelo en casi todos los continentes, y encontramos la ciudad de Málaga como ejemplo para el caso de España. Las ciudades unidas a esta plataforma, se marcan como retos aumentar los servicios básicos, y conseguirlo con menos recursos. Asimismo, se han llevado proyectos en ciudades como St. Louis, Providence y la ciudad de Ho Chi Minh, que tenían como finalidad el análisis de datos y el uso de herramientas de forma conjunta entre las distintas redes que conforma una Smart City. Una ciudad así gestionada resulta ser más eficiente desde un punto de vista económico que si dichas redes se analizaran por separado, siendo una demostración de que la realización de inversiones de forma adecuada en infraestructura puede lograr mayor eficiencia de largo plazo y llevar consigo unas perspectivas de crecimiento para la ciudad. Asimismo, encontramos innumerables noticias sobre otros muchos proyectos de este tipo que son llevados a cabo <sup>[2]</sup>, siendo uno de los últimos proyectos el análisis de datos sobre abastecimiento de aguas en la ciudad de Filadelfia, lo que llevó a un ahorro en el consumo de agua.

A nivel nacional, tenemos una asociación llamada Red Española de Ciudades Inteligentes (RECI) <sup>[3]</sup>, que agrupa 65 ciudades españolas. El objetivo de esta asociación es el de promover la gestión automática y eficiente de las infraestructuras y los servicios urbanos, así como la reducción del gasto público y la mejora de la calidad de los

servicios, consiguiendo de este modo atraer la actividad económica y generando progreso. Y a nivel regional, tenemos el caso de Valencia <sup>[4]</sup>, que emprende proyectos encaminados hacia los objetivos de una Smart City, como la implementación de autobuses eléctricos dentro de la red de transporte EMT <sup>[5]</sup>, y otras estrategias que ya han sido presentadas <sup>[6]</sup>, así como aplicaciones sobre movilidad y gestión del ocio de la ciudadanía.

En todos los casos, el uso de las Tecnologías de la Información y la Comunicación, gana gran protagonismo, siendo la herramienta mediante el cual se hace posible la participación ciudadana y el acceso a todos a los diferentes servicios.

### 1.3. Organización del trabajo:

La estructura y organización del presente trabajo consistirá en un primer capítulo “Smart Cities y redes inteligentes” en el cual realizaremos una descripción inicial sobre qué es una ciudad inteligente, describiendo las características y los principios de éstas e incidiendo en el concepto de redes inteligentes que será sobre lo que más nos centraremos a lo largo del presente trabajo, debido a que el grado cursado es el *Grado de Ingeniería de la Energía*.

Tras esta breve descripción, pasaremos a detallar para el caso concreto de Quart de Poblet un diseño conceptual en el cual analizaremos los distintos agentes y las relaciones que se establecen entre ellos, así como la metodología a aplicar para llevar esto a cabo. Esto se corresponderá con el capítulo “Diseño conceptual de una red inteligente en Quart de Poblet”.

Seguidamente, en el capítulo “Necesidades energéticas: Caracterización del consumo y balance energético en Quart de Poblet”, estimaremos y analizaremos la demanda energética y realizaremos un inventario con los recursos energéticos que hay presentes en el municipio y evaluaremos la situación energética actual.

A continuación, en el capítulo “Evaluación económica a través del simulador Homer Energy” simularemos la situación actual y propondremos otras soluciones con nuevos recursos de generación, así como un análisis de la respuesta a la demanda por parte del consumidor y cómo éste constituye una pieza clave ayudando a disminuir el precio de la red.

Finalmente, el trabajo lo cerraremos con unas conclusiones finales.

## 2. SmartCities y redes inteligentes:

Para la realización del presente capítulo, se ha seguido la estructura y se ha extraído información del estudio realizado en el documento “Libro en blanco: Smart Cities” [7].

Podemos definir una Smart City como una ciudad que tiene la intención de tratar o mitigar, a través de la mejora en la eficiencia y optimización de recursos, los problemas generados por un rápido crecimiento de la población y urbanización, como es el caso del suministro de agua y de energía, la gestión de residuos y la movilidad. Este concepto surge a partir de distintos trabajos y estudios que muestran la importancia de éstas en la actualidad y aún más en el futuro. Así pues, según datos de la OECD [8], la población mundial está experimentando un gran crecimiento, llegando a multiplicarse por dos en menos de 50 años. Este crecimiento es mucho mayor si lo comparamos con la evolución mundial desde principios del siglo XIX, como podemos ver en los siguientes gráficos.

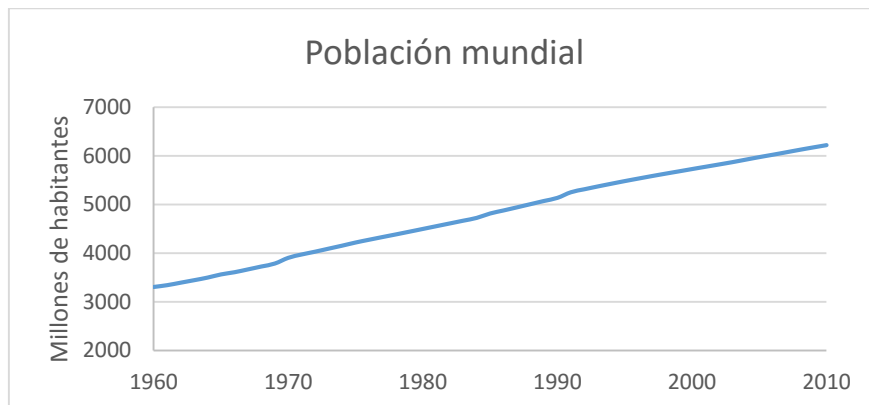


Figura 1. Evolución de la población mundial en los último 50 años

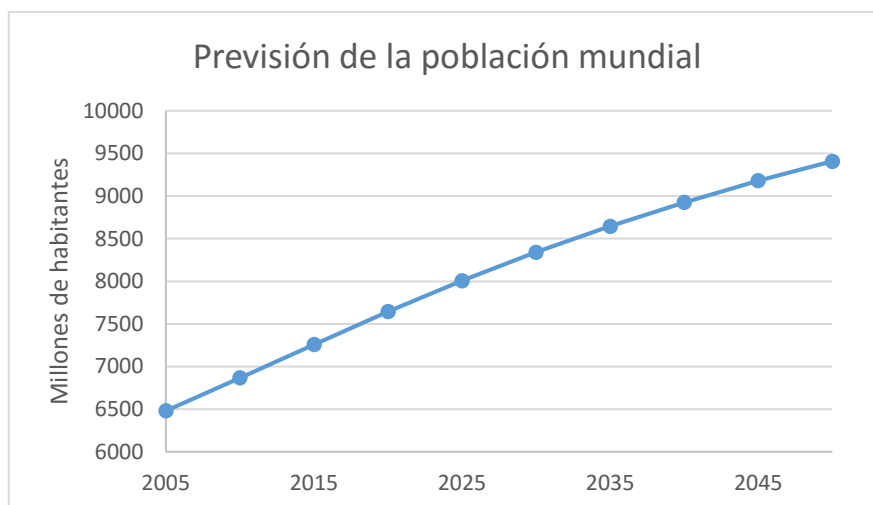


Figura 2. Previsión de la evolución de la población mundial

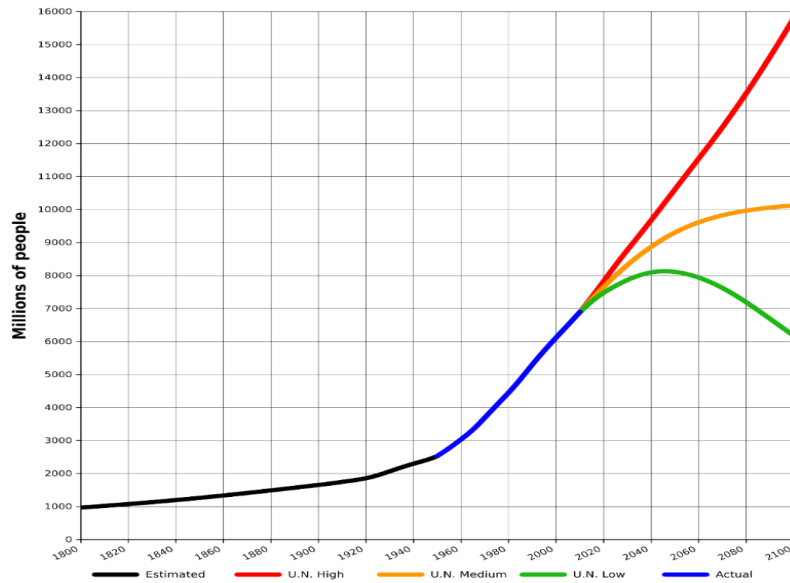


Figura 3. Evolución de la población mundial desde 1800 y previsión de la evolución a partir del 2010

Asimismo, se estima que la población actual se sitúa sobre 7.330.585.750 habitantes<sup>[9]</sup>, y se prevé que en el año 2050 la población mundial sea en torno a 10 mil millones de habitantes<sup>[10]</sup>.

Junto a todo esto, además, distintos estudios<sup>[11]</sup> muestran que la población que reside en ciudades aumentará, mientras que tendremos un estancamiento de los habitantes que viven en zonas rurales.

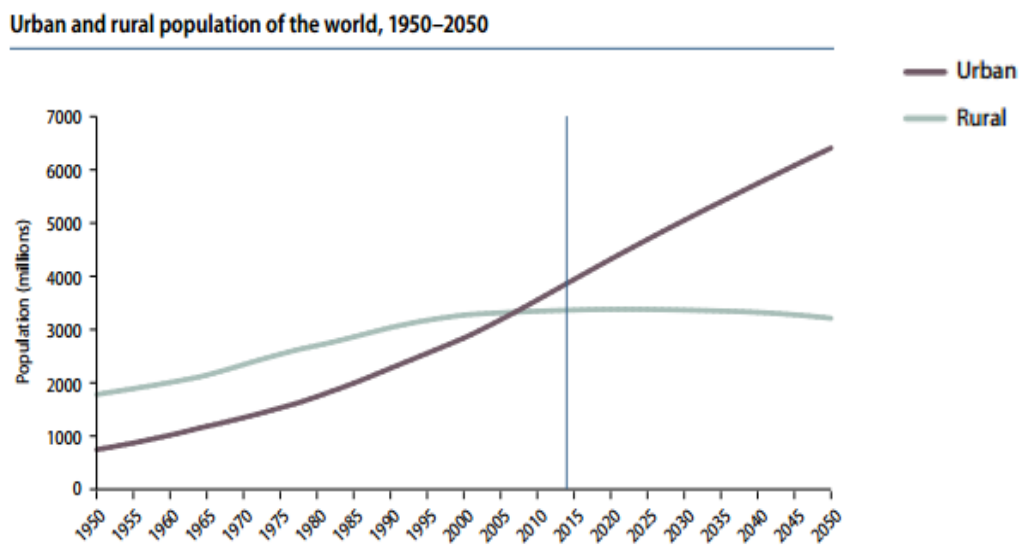


Figura 4. Evolución de la población mundial que reside en zonas urbanas y rurales

Por otro lado, este mismo estudio, estima que más del 50% de la población mundial vive en zonas urbanas, y se prevé que para el año 2050, el 66% de la población vivirá en ciudades. A continuación, tenemos desglosado el porcentaje de población que vivirá en zonas urbanas, según el grado de desarrollo del país.

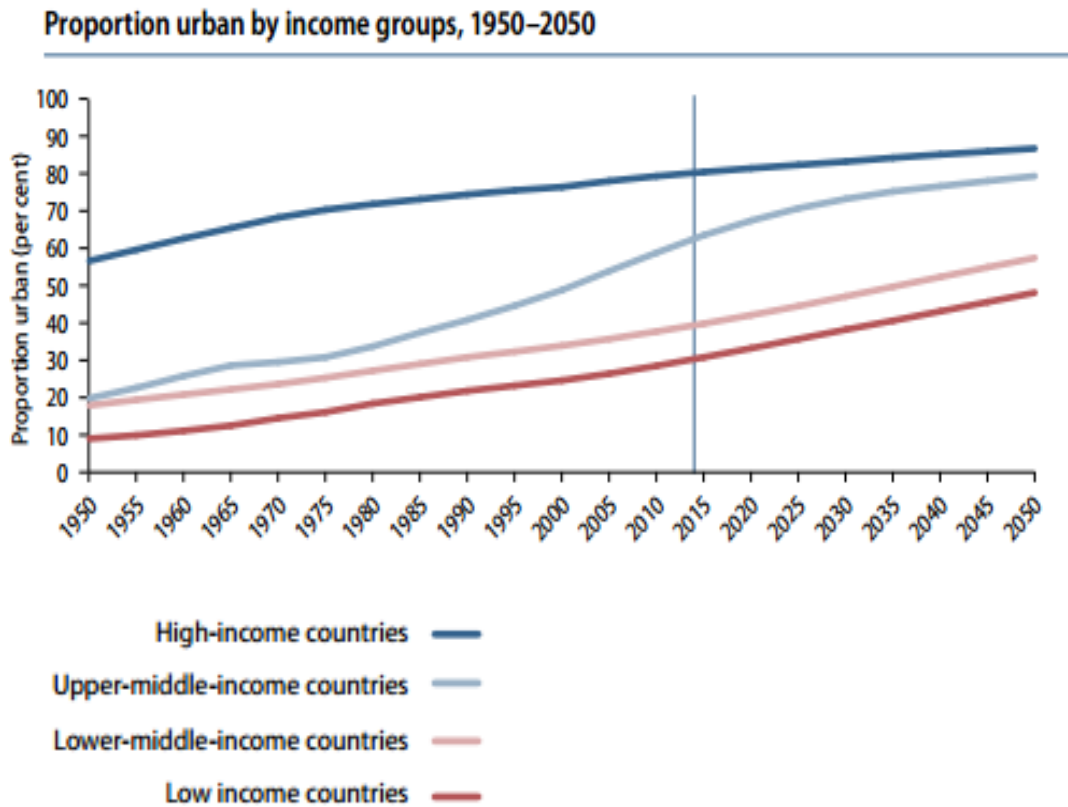


Figura 5. Crecimiento de la población por grupos según su grado de riqueza

Así pues, para el caso que nos toca, se estima que, en el año 2014, el 79% de la población nacional vivía en zonas urbanas.

Estos datos ponen en relevancia el hecho que la mayor parte de la población vive en ciudades y que además se prevé que esta proporción aumentará con el futuro.

Así pues, en este panorama, el reto que tenemos es el de convertir las ciudades en unas más eficientes y cambiar el modelo actual de ciudad, donde se gestionen los recursos de la manera más eficiente y de la mejor forma técnica y económicamente posible, para así reducir el impacto de este crecimiento.

De esta forma, lo que se trata conseguir en una Smart City es gestionar y controlar una ciudad y sus sistemas mediante el uso de redes y sensores capaces de recopilar de forma detallada, precisa y en tiempo real información de forma que esto permita optimizar para la mejor decisión a corto y largo plazo, satisfaciendo a la vez las necesidades de los ciudadanos. Los principios que se siguen por lo tanto es la de una infraestructura tecnológica capaz de permitir la comunicación, una estrategia energética

que impulse el uso de energías renovables, una gestión y protección de los recursos, provisión de servicios y un gobierno abierto.

Tratamos de este modo integrar de forma inteligente la economía, la energía, el transporte, el medio ambiente, la gente, la movilidad y el gobierno. Más adelante trataremos todos estos bloques y los factores que habrá que tener en cuenta para el diseño de una Smart City.

Esta gestión y control engloba a todos los sistemas que conforman una ciudad, como sería el caso de la gestión y abastecimiento de agua, el transporte, la energía, la seguridad pública.

Por otra parte, el uso de Tecnologías de la Información y Comunicación serán claves para el desarrollo de una Smart City, pues será la infraestructura que nos permitirá la interconexión entre los distintos bloques y que nos ofrecerá información en tiempo real. Esto además beneficiará al ciudadano, un claro ejemplo de esto es la ciudad de Valencia la cual ha integrado estas tecnologías para mantener al ciudadano actualizado mediante el uso de aplicaciones web que son llevadas también al terreno del transporte público e integra todos los servicios de transporte público.

En esta línea, debido a la incursión de la generación de origen renovable y, sobre todo, debido al paso de producción de energía eléctrica de forma centralizada, a otra distribuida, requiere desarrollar nuevos sistemas e implementar una nueva forma de operar los futuros sistemas de forma que permitan un mayor control y flexibilidad entre los distintos agentes, así como de sensores y medidores que permitan conocer el flujo de energía de uno a otro.

Este nuevo sistema, ofrecerá una mayor flexibilidad y una mayor capacidad de coordinación entre las unidades generadoras y las cargas o consumos. Este aspecto de las nuevas redes será muy importante en un futuro, pues desde el 2007, se da cada vez con más frecuencia que distintos generadores de energía, transfieren potencia eléctrica de forma compartida con otros productores. La energía producida por éstos pasará por al menos una estación eléctrica hasta llegar al consumo final. Debido a esto, el control se torna en un factor crucial y que cada vez tomará más importancia.

Para lograr este objetivo, una ciudad inteligente deberá contar con tres aspectos importantes:

- Estará constituida por instrumentos de medida, que nos permitirá conocer las condiciones de los distintos sistemas que conforman nuestra ciudad.
- Los distintos sistemas y objetos podrán comunicarse e interactuar entre ellos
- Tener capacidad de analizar toda la información para predecir y responder de la mejor manera posible. Este último aspecto es el que confiere la capacidad de inteligencia.

Con esta monitorización conseguimos reducir de forma inmediata el consumo energético, pues gracias a esto tenemos un mayor control y capacidad de identificar aquellas áreas con consumos anómalos o que no se debieran dar durante un

funcionamiento normal. De hecho, existen diversas bibliografías que hacen gran hincapié en este hecho, como es el caso de las normas ISO, las cuales se basan en este concepto y en el de mejora continua <sup>[12]</sup>.

## 2.1. Principios en la arquitectura de las Smartcities

A continuación, describiremos los bloques en torno a los cuales se asientan los principios de una Smart City:

### 2.1.1. *Gobierno*

Los principios por los que se debe regir cualquier sociedad moderna son los de un gobierno y administración abierta, transparentes y accesibles para la ciudadanía que garanticen una gestión eficiente desde todos los puntos de vista: político, económico, judicial, etc. En este sentido, es de especial interés los movimientos denominados como Open Data y Open Government que permiten la participación y colaboración ciudadana.

De esta forma, en este apartado debemos destacar el papel de las tecnologías de la información y comunicación (TICs) y su uso para la creación de plataformas digitales que faciliten la relación de los ciudadanos con la Administración, así como la digitalización de la Información, la Modernización Administrativa y la Integración e Interoperabilidad de servicios digitales.

Algunos usos de las TICs utilizadas en el municipio son:

- Portal multiacceso
- Puntos municipales inalámbricos de conexión WIFI

Se podrían emplear estas tecnologías asimismo para informar en tiempo real del tráfico y otros sensores que permitieran recopilar información sobre la ciudad.

El empleo de estas herramientas constituirá la base para la integración de sistemas de información, la mejora de procesos internos, reducir costes de operación, disminuye los tiempos de respuesta en la ejecución de tareas, aumenta la disposición de información.

Sin embargo, aunque justamente uno de los resultados obtenidos como consecuencia del diseño de una Smart City es el de ofrecer mejores servicios a menor coste debido a una gestión más eficiente, su uso implica el manejo de una cantidad importante de datos que tendrán que ser procesados y analizados en tiempo real. Esto supone un reto sobre todo a los pequeños municipios donde hay presupuestos relativamente bajos y no tienen tanta capacidad para adaptarse a estas tecnologías como sería el caso que estamos tratando.

Por otro lado, para fomentar la mejora en eficiencia y en sostenibilidad se deben llevar a cabo incentivos fiscales que conlleven a una mejora en la energía y eficiencia energética, una reducción de emisiones, investigación y desarrollo y promoción de las TICs.



Para el caso concreto de Quart de Poblet, merece la pena destacar que su ayuntamiento destaca por lo impulsión de proyecto de Ayuntamiento Abierto que tienen como objetivos la consolidación de una administración abierta, participada, cercana y eficaz que pretende profundizar en la interrelación con la ciudadanía, estableciendo una comunicación permanente, transparente y bidireccional, partiendo como pilares de un gobierno abierto la transparencia, la participación y la colaboración ciudadana. De hecho, el ayuntamiento ha sido premiado con la IX Distinción de Buenas Prácticas en la Participación Ciudadana que concede el Observatorio Internacional de la Democracia Participativa y contando con el apoyo de Europa para la financiación de varios proyectos impulsados y diseñados en Quart de Poblet. La metodología empleada en el municipio para lograr todo esto se basa en la creación de canales para la participación ciudadana que sean directos, transparentes, objetivos y accesibles, como cursos de alfabetización digital ciudadana y de formación, redes sociales y el uso de la plataforma Ajuntament Obert, asimismo, para favorecer y mejorar el buen gobierno, se ofrecen vías de participación ciudadana como la web municipal y blogs específicos de cada área municipal<sup>[13] [14]</sup>.

Como conclusión, debemos destacar la importancia de garantizar la transparencia del municipio mediante un Gobierno Abierto, fomentar las conductas que vayan a favor de los principios de una Smart City y penalizar aquellas conductas que vayan en contra, apoyarse en las TICs para ofrecer servicios al ciudadano, abrir nuevos canales de comunicación con los ciudadanos y apostar por la innovación y la investigación.

### 2.1.2. Movilidad

El objetivo perseguido será el de alcanzar un servicio más rápido, eficaz y mejor coordinado, evolucionando hacia sistemas de transporte más integrados.

Como consecuencia a esto los sistemas de transporte e infraestructuras en una Smart City serán sostenibles, seguros y más eficientes y accesibles.

Para alcanzar estos objetivos, se deben desarrollar y llevar a cabo Planes de Movilidad Urbana Sostenible (PMUS). Éstos son un conjunto de actuaciones que tienen como fin la implementación de formas de desplazamiento más sostenibles. Incluyen desde la manera en que nos desplazamos y hasta el tipo de combustible utilizado.

Como resultado a esto conseguimos reducir los atascos en el municipio, así como del consumo de energías no renovables, promoviendo el consumo de combustibles renovables, mejora de los servicios de transporte público, de las condiciones de accesibilidad, de la salud de los habitantes y de la calidad del medio ambiente

Algunas propuestas para desarrollar una movilidad sostenible son la incorporación progresiva de vehículos más eficientes mediante el apoyo y desarrollo de estos vehículos que utilizan fuentes de energía renovable o de menor poder contaminante. Para ello, en el caso del vehículo eléctrico será necesario el uso de herramientas TICs para infraestructuras de recarga y redes inteligentes que



proporcionen al usuario una mayor información y que otorguen un grado elevado de comunicación con la red para su posible participación en el mercado eléctrico.

Cabe destacar, que el uso del transporte público deberá ser fundamental y que se debe convertir en el protagonista de la movilidad en una Smart City. Esto es debido a que el consumo específico de energía por kilómetro y por viajero es aproximadamente 6 veces mayor en el vehículo privado que en uno público. Es por esto por lo que se deben llevar estrategias que promocionen y fomenten el uso del transporte público sobre el privado, algunas estrategias serían la creación de nuevas líneas, ajustar los precios para que sean más accesibles y apoyar mediante descuentos a colectivos como personas mayores de edad, estudiantes o familias numerosas, concienciar al ciudadano de la importancia del uso del transporte pública

No obstante, no todo gira en torno a la implementación de vehículos más eficientes. De este modo, también se pueden crear planes de movilidad que permitan liberar el tránsito por aquellas vías que más lo necesiten y que además fomente el uso del transporte público. Esto es la creación de “supermanzanas”, que consiste en asignar el tránsito del vehículo privado a las vías urbanas del exterior de estas “supermanzanas” y restringir su circulación por el interior de ellas.

Como conclusión a este bloque, cabe destacar la importancia de éste debido a que el transporte es el sector que más energía consume en España.

Esto pone de manifiesto la necesidad de cambiar a un modelo más sostenible y menos dependiente del combustible fósil y más eficiente desde un punto de vista energético. Para conseguir este propósito, se debe ofrecer un sistema de transporte competitivo y seguro, fomentar la incorporación de vehículos menos contaminantes y los desplazamientos en bicicleta aumentando el espacio destinado a los ciclistas en la ciudad.

### *2.1.3. Sostenibilidad*

La labor que se debe conseguir en una Smart City, será la de llevar a cabo estrategias que potencie el atractivo medioambiental de la ciudad y que mitigue o neutralice sus debilidades, mediante medidas de gestión y protección del medio adecuadas.

Para lograr esto, el papel de la normativa municipal resulta fundamental y será necesario desarrollar planes de protección ambiental que detecten puntos débiles y de gestión más inteligente que promuevan medidas de explotación sostenible, especialmente en entornos no urbanos desde un punto de vista social, económico y ecológico. El fin último será el de crear un entorno más verde, limpio y eficiente.

Asimismo, la reducción de la contaminación debe ser uno de los principales objetivos de una Smart City. Esto se conseguirá bien de forma directa, un ejemplo de esto sería una sustitución de los vehículos convencionales, por el vehículo eléctrico, o bien de forma indirecta, un ejemplo de este caso sería el resultado de la implementación de herramientas y estrategias en la protección del medioambiente.

El municipio debe conocer cualquier dato relevante que pueda ayudar a identificar los puntos de alta contaminación y una vez detectadas estas zonas, llevar a cabo los medios y vías más adecuadas para su reducción.

Otro de los temas de especial importancia, será la gestión del agua. En este punto, será importante que, en los sistemas de abastecimiento y saneamiento de agua, cuenten con herramientas que faciliten su gestión y equipos de medición que permitan conocer y controlar diversos parámetros como DQO, DBO, conductividad, pH, turbidez, etc. para poder actuar con la mayor rapidez posible en caso de que algunos de estos valores sean anómalos. Gracias a este control, conseguimos una mayor eficiencia en la explotación y una mayor calidad del agua. Asimismo, se deben impulsar proyectos que e iniciativas que vayan enfocadas a una disminución en el consumo del agua. En este sentido, Quart de Poblet ha tomado como ejemplo un proyecto llevado a cabo en el municipio de Benaguasil llamado E<sup>2</sup> Stormed <sup>[15]</sup>, el cual consiste en un sistema de drenaje sostenible que reduce el uso del agua potable, lo que conlleva una reducción energética en los procesos posteriores de tratamiento, y reduce el volumen de escorrentía que entra en la red de alcantarillado, lo que resulta muy interesante pues en ciertos puntos del municipio se producen inundaciones cuando las lluvias son abundantes.

Un factor clave también en cuanto a la sostenibilidad en el municipio, sería la gestión de residuos. Esto incluye la recogida y tratamiento de éstos. En éste apartado, debemos fomentar la reutilización y el reciclaje de los residuos sobre el almacenamiento de éstos. Incluso previo al almacenamiento de éstos sería conveniente la incineración y obtención de energía, lo que disminuiría notablemente el volumen ocupado por los residuos. En cualquier caso, la elección del método de recogida y tratamiento de residuos debe tener en cuenta las opinión y preferencias de la ciudadanía y ofrecer toda la información posible, además de adaptar la solución a la tipología del municipio.

En torno a todo esto gira una idea clave para el funcionamiento en una Smart City, y es la energía, siendo la eficiencia energética y el ahorro energético los objetivos a alcanzar. En este sentido, cabe recordar el Objetivo 20/20/20 que fijó la Unión Europea en el que se pretende conseguir para el año 2020:

- Una mejora del 20% en eficiencia energética.
- Que el 20% de la energía proceda de fuentes renovables.
- Una reducción del 20% en la emisión de gases de efecto invernadero.

Y para lograr estos objetivos, cada municipio deberá contribuir y adoptar estrategias que vayan encaminadas hacia estos objetivos, y muy encaminado a esto, está las llamadas Smart Grids o Redes inteligentes y el empleo de Empresas de Servicios Energéticos.

Una Smart Grid es una red eléctrica que permite una interacción bidireccional entre los puntos de consumo y generación. Este punto lo desarrollaremos a lo largo del trabajo indicando los distintos agentes que hay en el mercado y la relación entre ellos.

Por otro lado, una Empresa de Servicios Energéticos (ESEs) ofrece servicios energéticos de mejora de la eficiencia energética en las instalaciones o locales de un usuario y afronta cierto riesgo económico para hacerlo.

Para cerrar este bloque, cabe destacar la importancia de dotar a las ciudades de algún tipo de instrumento de planificación ambiental que incluya medidas de protección y gestión del territorio y de los recursos y controlar los niveles de contaminación tanto los de suelo, como los de agua y aire

#### *2.1.4. Población*

Una de las claves para garantizar el éxito en una Smart City es el papel que representa en ella la población. Así pues, la participación de la ciudadanía es muy importante y deben gozar del derecho de tomar parte en los procesos de participación pública, resultando fundamental contar con el apoyo de una población concienciada y bien informada.

En el primer bloque sobre Gobierno, ya se ha explicado de la importancia que tiene esto, y además se ha hecho referencia al municipio de Quart de Poblet con su proyecto de Ajuntament Obert, en el que se promueve la participación ciudadana a través de sitios webs, blogs, redes sociales, etc. Además de ofrecer cursos de formación que ayuden a familiarizar a la ciudadanía con el uso de las TICs, las cuales juegan un papel muy importante en el diseño y desarrollo de una Smart City, y puesto que la ciudadanía es uno de los grandes protagonistas para el correcto funcionamiento de una ciudad inteligente, éstos deben estar bien formados y concienciados sobre la importancia del uso de éstas para garantizar el éxito de la Smart City.

Así pues, debido al gran abanico de habitantes que hay en el municipio, será primordial dar la información necesaria para promover la participación ciudadana en los procesos de consulta, toma de decisiones, etc. centrándose en aquellos colectivos que tengan más dificultades para hacer uso de las nuevas tecnologías como puedan ser personas de avanzada edad, inmigrantes, etc.

#### *2.1.5. Economía*

Debido a los principios que sigue una Smart City, éstas resultan más barato de gestionar. Así pues, las soluciones, medidas y actuaciones llevadas a cabo serán las mejores desde un punto de vista de sostenible, eficiente, pero también desde un punto de vista económico, pues para llevar a cabo estas inversiones, será fundamental poder cuantificar un periodo de retorno de la inversión y que además éste sea razonable según su finalidad.

Estas inversiones llevadas a cabo en una Smart City, llevan consigo un ahorro en la tesorería del municipio que debe ser mayor al coste de ejecución y mantenimiento del proyecto. Sin embargo, existen ciertas barreras que hay que tratar de superar para el desarrollo de una Smart City, como una escasa información sobre el retorno de la inversión, el elevado coste inicial y que el retorno de los beneficios se observa sobre todo a largo plazo.

A pesar de todo esto, debido a que el concepto de organización urbana de una Smart City impulsa el crecimiento de la competitividad y la productividad, cada vez son más las inversiones que se realizan para llevar a cabo estos proyectos.

Con todo esto, las ciudades inteligentes resultan ser las mejores ciudades donde vivir debido a todas las ventajas que conlleva para el ciudadano ya citadas a lo largo de esta descripción teórica y, además, resultan menos caras de gestionar y son las que más atraen a las inversiones y a los habitantes que incrementan su PIB y turistas. Para garantizar el éxito de una ciudad inteligente, se debe transformar los objetivos en un plan que se pueda medir e innovar continuamente en servicios inteligentes que sean eficientes y rentables para el ciudadano.

### 3. Diseño conceptual de una red inteligente en Quart de Poblet

En este capítulo, se ha seguido la estructura del estudio: “Análisis para la implementación del programa de redes inteligentes en Ecuador: Diseño conceptual y aplicación a plan piloto”<sup>[16]</sup>.

A continuación, realizaremos un diseño conceptual de una red inteligente describiendo los agentes de mercado que participarán en el sistema y estableciendo la relación entre éstos.

Como ya hemos introducido anteriormente, una Smart Grid o Red Inteligente, se puede definir como aquellas que permiten integrar de forma automática y eficiente las acciones de todos los agentes conectados a ellas, incorporando las tecnologías de la información y comunicación (TICs) en las diferentes actividades relacionadas con los intercambios de energía eléctrica.

Supone pues un cambio entre el concepto de red tradicional, en el cual aparecen nuevos elementos que tradicionalmente no existían, elementos como:

- Generación distribuida: en el nuevo sistema de Smart Grid, aparecen múltiples generadores con una potencia instalada baja, situadas por lo general muy próximas a los puntos de consumo. Este nuevo elemento ha surgido gracias al desarrollo de fuentes de energía renovables como la energía solar, la eólica y cogeneración sobre todo, aunque también podemos encontrar ejemplos de pilas de combustible o el uso del vehículo eléctrico, aunque éstos dos últimos no se pueden considerar como sistemas de generación de energía, su uso sí que resulta muy interesante como vector energético para almacenar energía en momentos donde la generación de energía eléctrica es mayor a la demanda y entregar esta energía en los momentos donde la demanda de energía eléctrica sea mayor.
- Vehículos eléctricos: este elemento ya se ha introducido en el punto anterior. Así pues, el papel que desarrollará éste para el funcionamiento de la red eléctrica será muy importante, siendo un elemento activo y adquiriendo un gran protagonismo para decidir qué estrategias tomar en cada momento de forma que la elección elegida sea la más rentable económicamente.
- Almacenamiento de energía: constituirá otro elemento de vital importancia para el funcionamiento de una Smart Grid. Así pues, estudios realizados por determinan que una red eléctrica se vuelve inestable si la generación de energía eléctrica del tipo no gestionable, esto es, de origen renovable, sobrepasa del 20% del total<sup>[17]</sup>. De esta forma, los sistemas de almacenamiento de energía se vuelven indispensables, debido a que en una Smart Grid, uno de los objetivos que se siguen es el de promover el uso de energías renovables.

Gracias a todo esto, conseguimos grandes ventajas con la adopción de este nuevo sistema. Entre otros, podemos destacar una mejora en la calidad del servicio al consumidor, una reducción en los costes del sistema, una reducción del impacto medioambiental en la cadena de producción-consumo eléctrico, incrementar la eficiencia del sistema eléctrico en su conjunto.

Por otro parte, ya hemos comentado la importancia que tiene el ciudadano para el correcto funcionamiento tanto de una Smart City, siendo vital su participación y su colaboración en los distintos procesos que tengan lugar en el municipio. Esto mismo ocurre para una Smart Grid, y es que, en este caso, el consumidor, debe experimentar un cambio de mentalidad y adoptar un nuevo rol, pasando a ser un consumidor pasivo, a uno activo, y este cambio será fundamental para el correcto funcionamiento de una red inteligente. Este cambio se tiene que dar debido a que los consumidores, tiene la opción de instalar nuevas tecnologías de consumo, generación, almacenamiento, control, comunicaciones, etc. y por esto deben adoptar un nuevo rol en el que sean capaces de gestionar sus necesidades de energía y el precio que están dispuestos a pagar por ella. Para esto, el consumidor deberá consumir energía de forma adecuada, consumiendo cuando esté justificado, es decir, cuando sea económicamente rentable, y consumiendo de forma eficiente e inteligente, es decir, respondiendo a precios. De esta forma, el consumidor tiene que ser conocedor del beneficio que les reporta consumir electricidad y determinar su flexibilidad técnica y económica, puesto que esto determinará su respuesta a la demanda frente a cambios en el precio de la electricidad.

Para analizar la flexibilidad técnica y económica de cada consumidor, se deben estudiar los siguientes aspectos:

- Aspectos técnicos:
  - La capacidad técnica que existe de aumentar o reducir el consumo de energía.
  - El tiempo que se puede mantener esta variación.
  - El tiempo de preaviso necesario.
  - Con que frecuencia se puede realizar esta variación.
  - Etc.
- Aspectos económicos:
  - El coste adicional que supone para el consumidor este aumento o reducción del consumo.
  - El beneficio adicional que le proporciona al consumidor.

Con todo esto, los consumidores responderán a los precios de la electricidad si el coste por no responder ante cambios del precio es importante, si dependiendo del tipo de consumidor, ésta no fuera esencial y se pudiera substituir, y si la respuesta de la demanda fuera fácil técnicamente.

Asimismo, para conseguir este cambio de rol en el consumidor, éstos necesitan formación, información y apoyo a tres niveles.

- Información y apoyo:
    - Cómo consumen la energía.
    - Qué pueden hacer para consumir mejor.
    - Soporte de Empresas de Servicios Energéticos. Una ESCO es una compañía del sector privado, de conservación de la energía, que provee un conjunto de servicios energéticos.
- El rol que desarrolla es:
- Garantizar los ahorros de energía conseguidos, permitiendo conservar grandes cantidades de energía.

- Todos los costes en las medidas de ahorro energético, se recuperan con los beneficios reportados por dichas acciones.
- Servicios integrales de conservación de la energía.



Figura 6. Relaciones entre los distintos participantes en un servicio de una ESCO

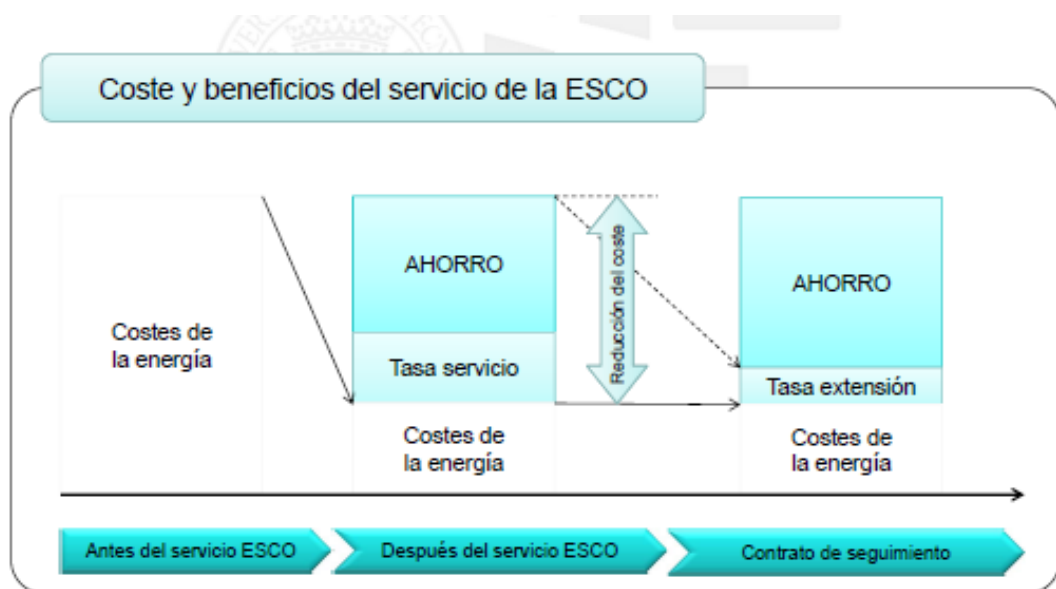


Figura 7. Coste y beneficios del servicio de la ESCO

- Agregación:
  - Puesta en valor de pequeñas cargas gestionables.
  - Recursos de generación (sin capacidad regulación) a VPP.

En este nivel, el agregador proporciona a los consumidores la capacidad de unir sus recursos de demanda con los de otros consumidores con el fin de ofrecer recursos de un tamaño significativo para la operación y gestión del Sistema. Hace ofertas de:

- Energía,
- Capacidad y
- Servicios complementarios



- Planta de Generación Virtual VPP:
  - Puesta en valor de pequeños recursos de generación distribuidos.
  - Capacidad de regulación a la red de distribución.

En este último nivel entrarían aquellos consumidores que tengan generación, que o bien podrían optar por la fórmula de autoconsumo o utilizar la planta virtual para inyectar a la red de distribución y recibir remuneración por ello. Es justo en este segundo caso donde entra en juego una VPP, pues la venta se debería realizar a través de ésta que, a su vez, agrega a otros pequeños productores.

Una vez ya hemos descrito el nuevo rol del consumidor dentro de una Smart Grid, pasamos ahora a describir las características y requerimientos de las redes inteligentes:

- Flexibles: deben satisfacer las necesidades de los consumidores teniendo en cuenta los cambios y retos a los que se enfrenta el sistema eléctrico.
- Accesibles: deben satisfacer el acceso a todos los usuarios, en particular a las fuentes de generación renovable y de alta eficiencia con bajas o nulas emisiones de efecto invernadero.
- Fiables: deben garantizar y mejorar la seguridad y calidad de suministro a través del uso de las nuevas tecnologías de control y monitorización.
- Económicas: deben proporcionar el mejor servicio al menor coste.

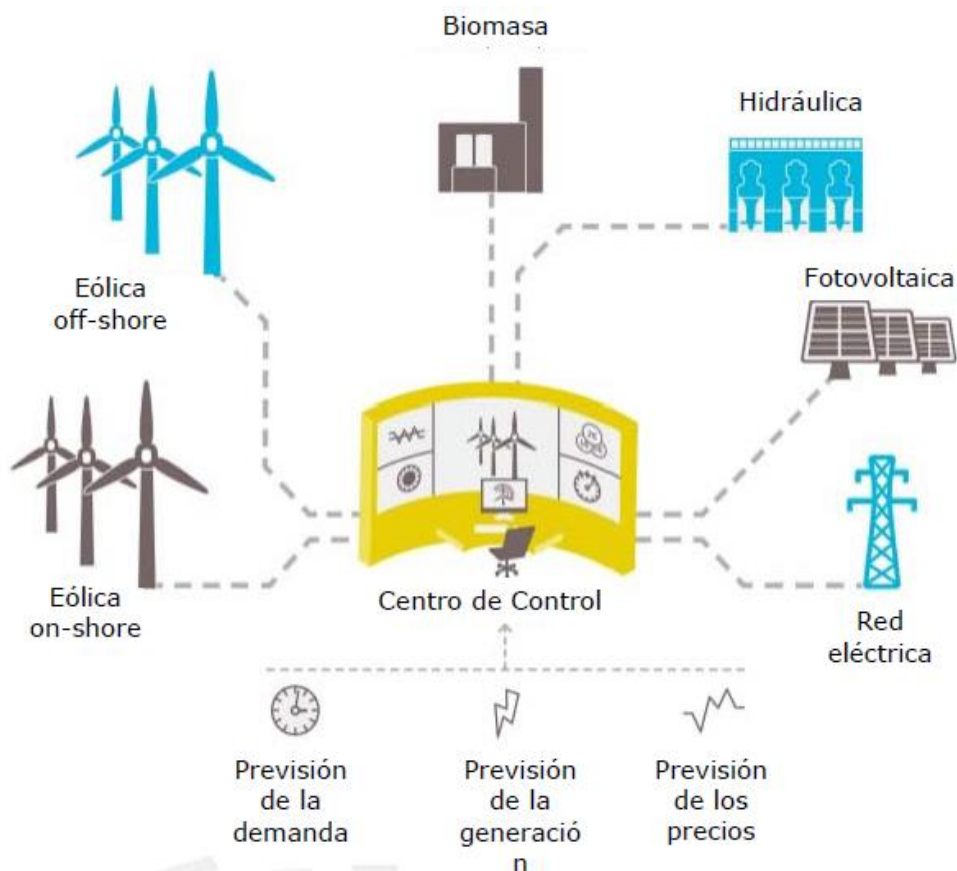


Figura 8 Esquema de una VPP



### 3.1. Agentes del sistema:

La presencia de los diferentes agentes que componen el Sistema eléctrico surgen a partir de la necesidad de cumplir el objetivo por el cual existe el sistema, que no es otro que el de suministrar energía eléctrica a los consumidores finales con las condiciones requeridas de seguridad y calidad del suministro a unos costes razonables. Además, esto se hará de la forma más rentable posible.

Así pues, pasamos a continuación a describir los distintos agentes que conforman el sistema:

#### 3.1.1. *Consumidores:*

Son la razón de la existencia del Sistema eléctrico, y son los agentes que están conectados a la red, normalmente en la red de distribución, pero si son grandes consumidores también lo pueden estar en la de transporte, y que consumen energía eléctrica. Los consumidores pueden adquirir libremente la energía eléctrica, o bien directamente en mercado, comprando a un comercializador o suscribiendo un contrato bilateral con cualquier sujeto del mercado de producción. Así pues, podemos definir distintos tipos de consumidor:

- Consumidores conectados en baja tensión: son los residenciales y pequeños comerciales conectados a la red de distribución.
- Media tensión: son las industrias y grandes comerciales conectados a la red de distribución.
- Alta tensión: son las grandes industrias conectados a la red de transporte

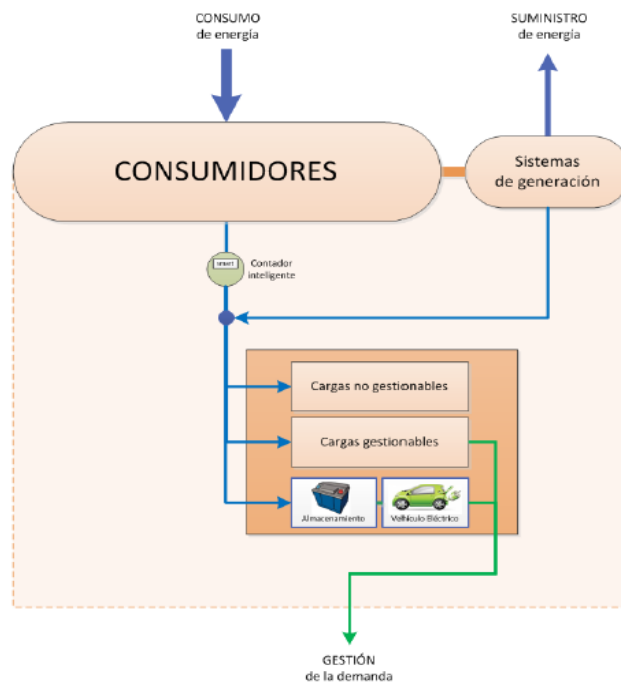


Figura 9. Esquema sobre el papel que juegan los consumidores dentro de la red

Además, el consumidor puede participar en el sistema mediante dos mecanismos de participación:

- Respuesta de la demanda: mediante la reducción de cargas específicas y la gestión y desplazamiento de cargas.
- Eficiencia energética: reducción permanente del consumo y la sustitución de tecnologías.

Debido a que ha surgido una nueva función del consumidor como pequeño generador, surgiendo así la generación distribuida, será necesario agregar estos recursos de generación y demanda que por lo general son pequeños para así poder ofertar esta capacidad del consumidor. En otras palabras, los consumidores son flexibles, pero no tienen ni los conocimientos ni la entidad suficiente como para ofrecer esta flexibilidad al sistema. Es por esto por que que es necesario la figura de un agente que sea capaz de gestionar esta flexibilidad, y este es una Empresa de Servicios Energéticos

### 3.1.2. *Empresas de Servicios Energéticos*

Son una compañía del sector privado que da soporte a los consumidores en la evaluación y gestión de sus recursos energéticos de cara a optimizar el uso de la energía y a minimizar el coste de su abastecimiento y uso.

### 3.1.3. *Generadores*

Son los agentes que producen y proporcionan energía eléctrica al sistema. Pueden vender su producción en el mercado organizado o a través de contratos bilaterales con agentes compradores de electricidad. Podemos diferenciar los generadores según el recurso utilizado como fuente de energía, distinguiendo aquí entre generadores convencionales y renovables, y también podemos clasificar los generadores por su conexión a la red, estando aquellos consumidores de alta potencia que están conectados a la red de transporte, y aquellos consumidores de menor potencia que están conectados a la red de distribución.

Las actividades que estos agentes realizan las de suministrar la energía eléctrica al sistema y dar servicios de ajuste y operación a la red.

Uno de los elementos nuevos que aparecen en las Redes Inteligentes es la generación distribuida, los cuales están conectados habitualmente a media tensión y están dispersos geográficamente. Los recursos de generación distribuida debido a su naturaleza, son difícilmente gestionables de forma independiente, y por este motivo, al igual que ocurría con los consumidores, surge la necesidad de un agente que agregue pequeños recursos de generación y los dote de la capacidad de regulación requerida a cualquier suministrados de potencia al sistema eléctrico, surgiendo así un nuevo agente: Plantas Virtuales de Generación (VPP).

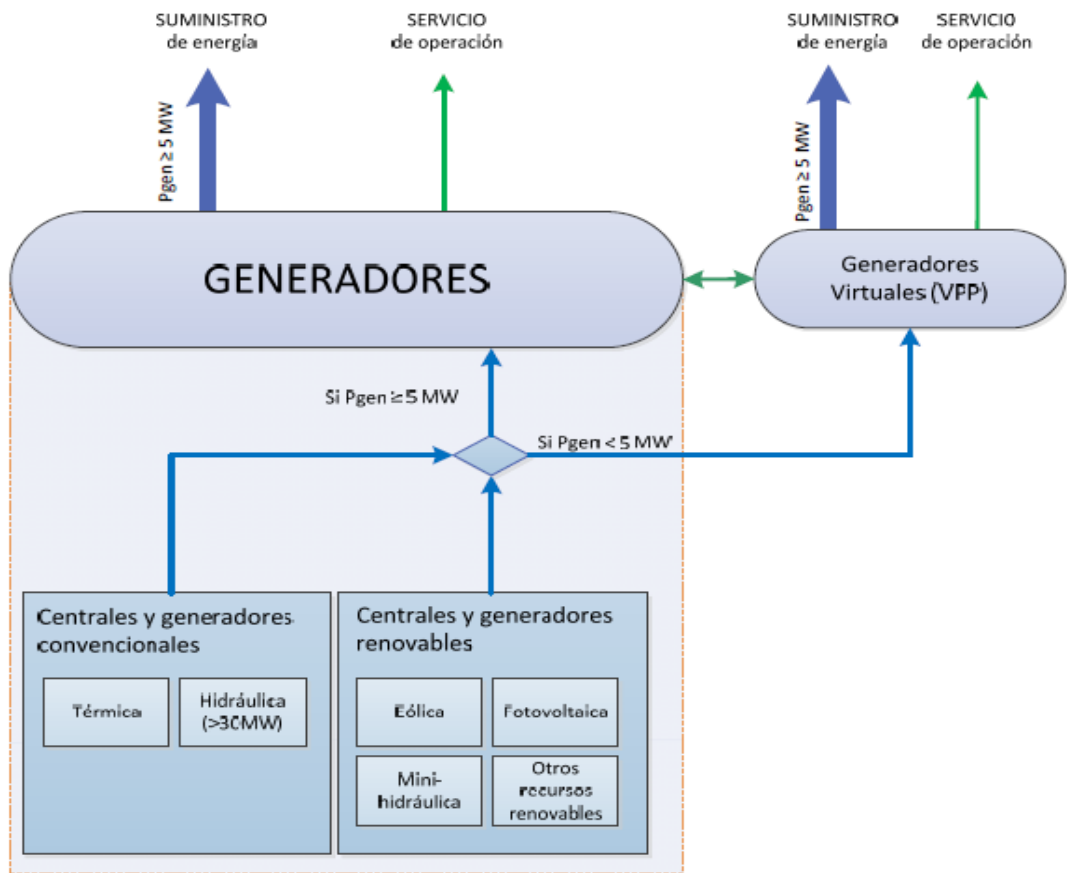


Figura 10. Esquema sobre el papel que juegan los generadores dentro de la red

### 3.1.4. Plantas Virtuales de Generación (VPP)

Son agentes que integran pequeños generadores conectados a la red de distribución que están geográficamente distribuidos para proporcionar los mismos servicios que un generador real.

De esta forma, contaríamos con una planta VPP que gestionaría todos los recursos de generación distribuida, los cuales definiremos en el siguiente capítulo, para hacerlos equivalentes a uno de mayor tamaño capaz de suministrar energía y garantizando una banda de generación de potencia para servicios complementarios, esto es control de tensión y frecuencia, pues estos generadores por sí solos no podría garantizarlo. Las actividades que este desarrolla son pues el suministro de energía al sistema y servicios de ajuste y operación a la red.

Los beneficios proporcionados por la VPP al sistema son:

- Proporciona potencia en condiciones equivalentes a las de las centrales convencionales sin necesidad de realizar inversiones en nuevas unidades de generación.
- Proporcionan coordinación a los recursos de generación que tradicionalmente han funcionado de manera aislada.

- Proporciona el acceso a estos recursos de generación a nuevos mercados sin la necesidad de poseer grandes centrales.
- Mejora la fiabilidad del sistema y eficiencia de costes debido a un mix equilibrado de recursos renovables y no renovables.

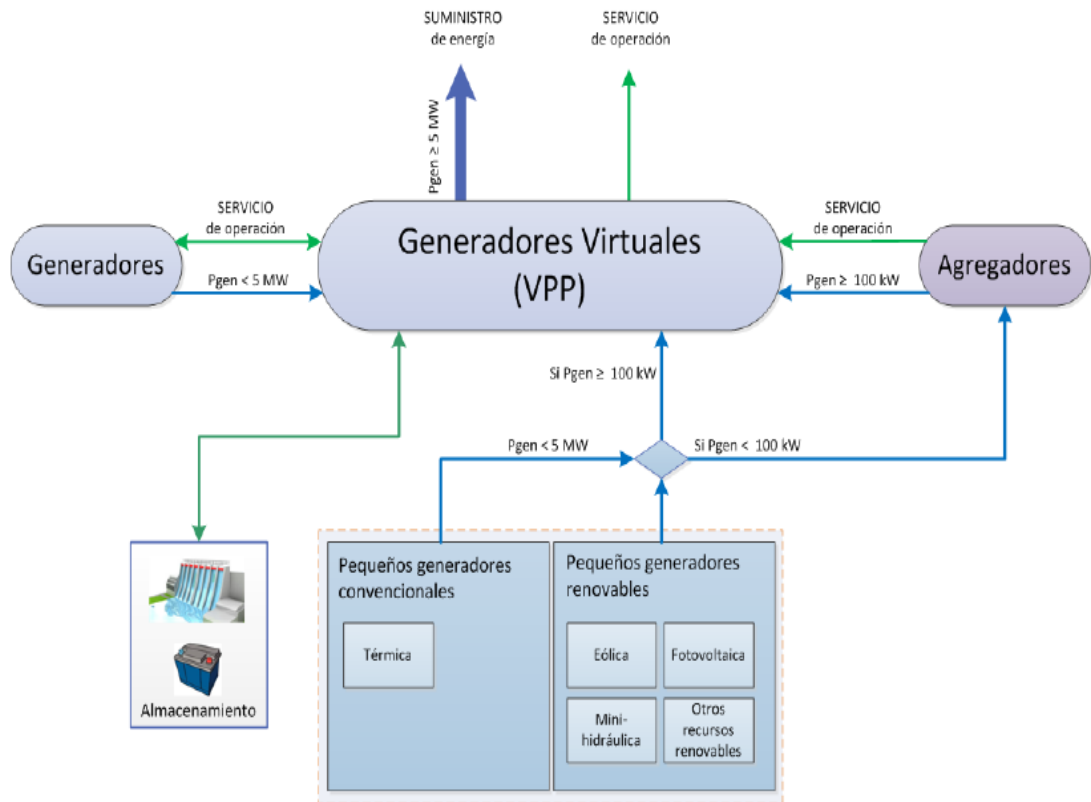


Figura 11. Esquema sobre el papel que juegan las VPP dentro de la red

### 3.1.5. Agregadores

Estos agentes actúan como intermediarios entre los pequeños consumidores y el sistema eléctrico para que éstos puedan ofrecer su potencial. Así pues, este agente tiene como objetivo agregar los recursos de demanda para proporcionar paquetes de, al menos, 1 MW.

Las actividades que llevan a cabo son:

- Servicios de respuesta de la demanda agregados para servicios de operación y ajuste
- Gestor de cargas de vehículos eléctricos.

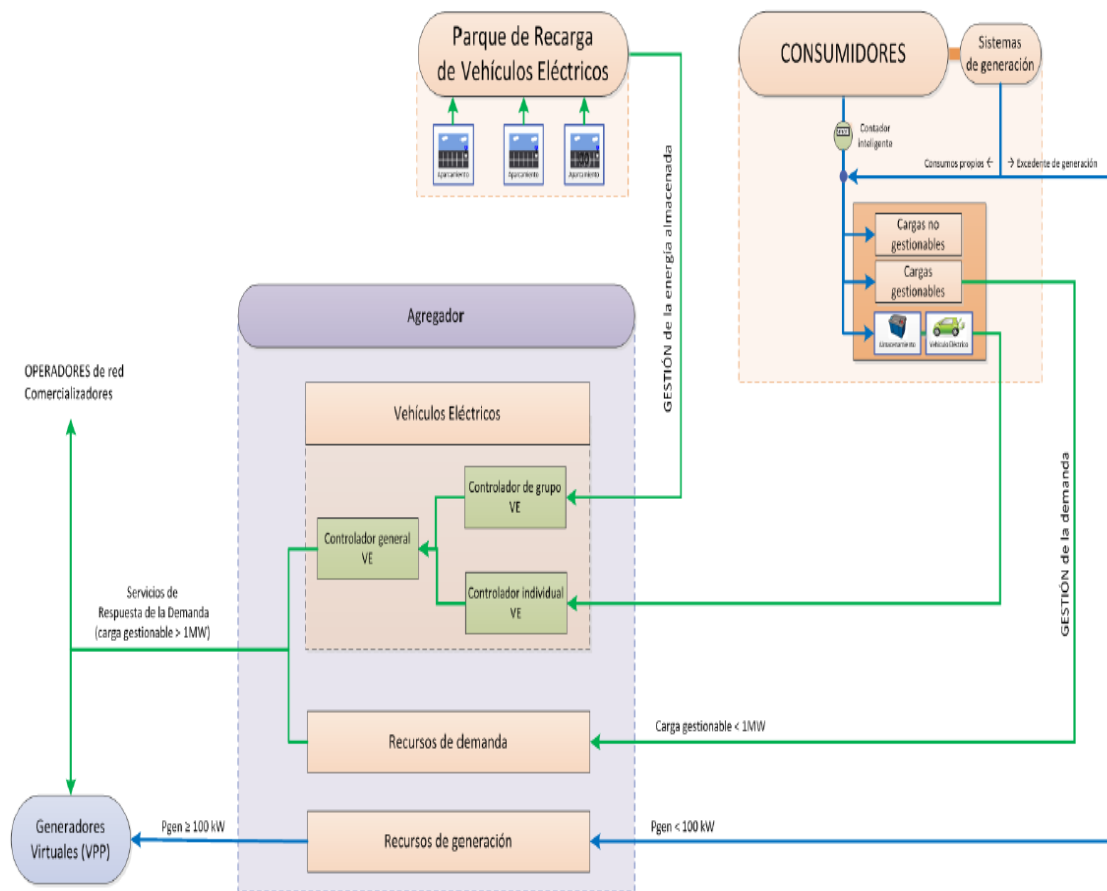


Figura 12. Esquema sobre el papel que juegan los agregadores dentro de la red

### 3.1.6. Transportista

Es el propietario de las infraestructuras que componen la red de transporte, incluyendo líneas de alta tensión, subestaciones, transformadores, equipos de medida, etc. Esta actividad constituye un monopolio natural fuertemente regulado para proteger a los consumidores. A cambio, éste recibirá un peaje por el uso de la red que pagarán los consumidores. Las actividades que realiza el transportista son:

- Desarrollo y ampliación de la red.
- Gestión de solicitudes de conexión a la red de transporte.
- Mantenimiento de la red e infraestructuras asociadas.
- Garantía a terceros el acceso a la red de transporte en condiciones de igualdad.

Para el caso de Quart de Pobet, tenemos la siguiente situación sobre las distintas líneas de transporte que llegan al municipio <sup>[18]</sup>. Donde vemos que el municipio cuenta con una subestación (Quart) de entre 150-220 kV, y además pasa una línea de 220 kV. Además, también podría estar conectado a la subestación de Aldaia, la cual está a 220 kV.



Figura 13. Mapa de las líneas de transporte

### 3.1.7. Operador de la red de transporte

Este agente es el que garantiza la seguridad y continuidad de suministro en todo el sistema eléctrico, así como la correcta coordinación entre el sistema de producción y la red de transporte. Es por lo tanto un agente neutral en el negocio eléctrico, es decir, ni compra ni vende energía. Este agente realiza las siguientes actividades:

- Garantiza la seguridad y continuidad del suministro eléctrico.
- Garantiza la frecuencia de toda la red nacional, de 50 Hz.
- Garantiza la tensión en todos los nudos de la red de transporte.
- Gestiona los servicios de ajuste, esto es, restricciones, balances, etc.
- Coordina a los diferentes Operadores de distribución.
- Gestiona los intercambios internacionales.
- Establece planes de maniobra para garantizar la reposición del servicio.

Destacar que, el operador de la red de transporte y el transportista, lo conforman un único agente, y es Red Eléctrica de España.

### 3.1.8. Distribuidor

Es el propietario de las infraestructuras que componen la red de distribución de un área, incluyendo líneas de alta y baja tensión, subestaciones, transformadores, equipos de medida, etc. En el caso de Quart de Poblet, y de



Valencia en general, es Iberdrola el propietario de estas infraestructuras. Las características de esta actividad son las siguientes:

- Constituye un monopolio natural que debe estar fuertemente regulado para proteger a los consumidores.
- Separación de actividades entra la distribución con la operación de la red de distribución y la comercialización.
- Recibe un peaje por el uso de la red que pagarán los consumidores.

Las actividades que desarrolla este agente son:

- Desarrollo y ampliación de la red (previsiones)
- Realización de medidas eléctricas en los puntos de suministro
- Gestión de las nuevas solicitudes de conexión a la red de distribución.
- Mantenimiento de la red e infraestructuras asociadas y gestión de averías.
- Garantía a terceros el acceso a la red de transporte en condiciones de igualdad.

#### *3.1.9. Operador de la red de distribución*

Agente que gestiona la red de distribución del área que tienen bajo su responsabilidad para garantizar de forma exclusiva el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales conectados a dicha red. Éste al igual que el operador de la red de transporte, es un agente neutral en el negocio eléctrico, sin participar en la compra-venta de energía eléctrica. Las actividades que realiza este agente son:

- Garantiza la seguridad y continuidad del suministro eléctrico en su área de distribución
- Gestiona los recursos de generación distribuida proporcionados por los consumidores en régimen de autoconsumo o por las plantas virtuales de generación, para garantizar su correcta integración en el sistema eléctrico.
- Garantiza la tensión en todos los nudos de la red de distribución.

Destacar que, el operador de la red de distribución y el distribuidor, lo conforman un único agente, y es Iberdrola.

#### *3.1.10. Comercializador*

Agente que suministra y vende la electricidad al consumidor final, y constituye el primer punto de contacto cuando se contrata un suministro de electricidad. Las características de este agente son:

- Se abastece comprando grandes paquetes de energía en el mercado mayorista o a través de contratos bilaterales con generadores.
- Puede usar recursos de demanda para ajustar su portfolio.
- Actividad realizada anteriormente por los distribuidores.

Las actividades que desarrolla este agente son:

- Suministra energía eléctrica a los consumidores finales.
- Gestiona los recursos de generación distribuida en régimen de autoconsumo.
  - Potencias inferiores a 10 kW, obligatorio.
  - Potencias entre 10 y 100 kW, opcional

### 3.2. Relaciones entre los agentes de la red

Las relaciones entre los distintos agentes de la red son las siguientes:

Tabla 1. Relaciones entre los agentes de la red

| Dan el servicio |  | Consumidores | ESCO  | Generadores  |
|-----------------|--|--------------|---|--|
| Consumidores    |  |              | La empresa ESCO da su servicio y soporte al consumidor para gestionar y optimizar su uso de energía | No existen generadores en el municipio con la capacidad suficiente para establecer contratos bilaterales y servicio complementarios a la vez |
| ESCO            | Le empresa ESCO recibe unos ingresos que será un porcentaje del ahorro por sus servicios   |              |   |  |
| Generadores     | No existen generadores en el municipio con la capacidad suficiente para establecer contratos bilaterales y servicio complementarios a la vez |              |   |  |
| VPP             | El consumidor paga a la VPP por comprar la energía a través de contratos bilaterales   |              |   | Ofrecen su capacidad de generación que es agregada por la VPP con la del resto de pequeños generadores                                       |
| Agregadores     | Ofrece su flexibilidad a través de su capacidad de respuesta a la demanda  |              |   |  |
| Distribuidor    | El consumidor paga al distribuidor una tarifa de acceso  |              |   |  |
| Comercializador | El consumidor paga al comercializador por abastecerse de energía   |              |   | Comercializadores se abastecen de energía a través de contratos bilaterales  |





| Dan el servicio |   |  |  |   |
|-----------------|---|--|--|---|
|                 | VPP   | Agregadores  | Distribuidor   | Comercializador   |
| Consumidores    | Suministro de energía al consumidor a través de contratos bilaterales   | Paga al consumidor   | Recibe ingresos del consumidor por la tarifa de acceso               | Suministro de energía al consumidor   |
| ESCO            |   |  |  |   |
| Generadores     | Agrega la capacidad de producción de generadores para que tengan una capacidad equivalente a la de un generador de mayor tamaño |  |  | El comercializador paga al generador por abastecerse de energía   |
| VPP             |   | Agregador ofrece servicios complementarios   |  | El comercializador paga a la VPP por abastecerse de energía   |
| Agregadores     | Paga al agregador por los servicios complementarios que no es capaz de cubrir   |  | Agregador recibe unos ingresos por ofrecer servicios complementarios | El comercializador paga al agregador para optimizar los desvíos de la red, con respecto su previsión. Este precio será menor que si la comprara en el mercado |
| Distribuidor    |   | Agregador ofrece servicios complementarios   |  |   |
| Comercializador | Comercializadores se abastecen de energía a través de contratos bilaterales   | El comercializador optimiza su portfolio y optimiza los desvíos de la red, es decir, la diferencia entre lo que compra y lo que en verdad se consume |  |   |

### 3.3. Planificación de Redes Inteligentes.

La planificación de Redes Inteligentes debe considerar los siguientes aspectos:

- Integrar los nuevos elementos para las redes inteligentes.
- Satisfacer el crecimiento y cambio de la demanda en el periodo de planificación.
- Determinar acciones futuras y planes para alcanzar unos niveles de servicio adecuados.

Para llevar a cabo el proyecto de una Smart Grid, se plantean dos posibilidades que se pueden dar en la realidad:

- Refuerzo de redes existentes: en este caso entrarían aquellas situaciones en las que la ciudad ya cuenta con un sistema de red eléctrica, pero ésta es convencional. En este caso entraría Quart de Poblet, así como la práctica totalidad de ciudades. Para llevar a cabo la planificación en este caso, sería necesario adaptar las infraestructuras y llevar a cabo un reacondicionamiento para adaptar la red a los nuevos criterios que requiere una Smart Grid, y será el criterio de planificación en el cual nos centraremos, aunque también describiremos el siguiente criterio. Por otro lado, cabe tener en mente que el alcance que tendrá el proyecto dependerá también de hasta cuánto se pueda invertir para la realización de éste. Puesto que Quart de Poblet constituye un municipio con una capacidad media de inversión, no todo lo que describamos a continuación sería posible llevarlo a cabo, y se tendrían que adoptar unos objetivos más austeros en ciertos puntos.
- Planificación desde cero: en esta segunda posibilidad entrarían aquellas ciudades que no cuentan con un sistema de red eléctrica, así como zonas de expansión de ciudades existentes donde no existe infraestructuras, y que, por lo tanto, el proyecto se realiza desde cero, mediante la construcción de una nueva red.

#### 3.3.1. *Refuerzo de redes existentes:*

Como ya hemos indicado, el caso de Quart de Poblet, se engloba dentro de esta estrategia, y la metodología a seguir para su implantación será la siguiente:

##### *Metodología:*

La metodología a seguir, va encaminada en dos aspectos:

- La previsión de la demanda en la red: este aspecto será fundamental a la hora de definir los recursos de generación, y para adoptar diferentes estrategias de cara a optimizar los recursos de la red

- Expansión o refuerzo de la red: este otro aspecto va encaminado a las medidas que hay que adoptar en función de los problemas que pueden presentarse.

*Previsión de la demanda:*

Los pasos a seguir para dejar definida la demanda será:

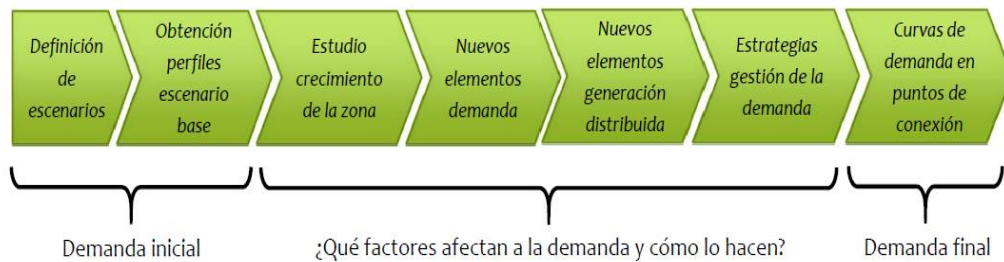


Figura 14. Metodología para la previsión de la demanda en la red

- Definición de escenarios:

Inicialmente, procederemos por agrupar los clientes por tipo de consumo. De este modo, contamos con los siguientes sectores en el municipio: el sector doméstico, el sector servicios y el sector industrial.

- Obtención de perfiles del escenario base:

Una vez definido los grupos de consumidores, procedemos a obtener los perfiles típicos de consumo de los diferentes grupos de consumidores en el escenario base, pudiendo definir los días máximos y mínimos de consumo, cuyos perfiles serán las condiciones de diseño.

- Estudio del crecimiento de la zona:

A continuación, tendremos que realizar una previsión del crecimiento para tomar las estrategias más óptimas, también a largo plazo. Esto se debe realizar considerando tres aspectos:

- Nuevos elementos de demanda

Si procede, también habría que evaluar el impacto de posibles nuevos elementos de demanda conectados al sistema.

Un ejemplo sería el vehículo eléctrico, el cual será un elemento importante en el diseño de una Smart City. Su capacidad de almacenar energía durante la noche, para después suministrarla durante las horas en las que el precio de la energía es mayor, hacen que sea muy importante el diseño de la infraestructura de carga y descarga en lugares públicos para que hagan esto

viable y que el usuario no tenga que estar necesariamente en su hogar para poder participar en el mercado.

- Nuevos elementos de generación distribuida

De igual modo, también se debe evaluar el impacto de los nuevos elementos de Generación Distribuida:

- Estrategias de gestión de la demanda:

El objetivo en este punto será el de gestionar posibles problemas de congestión localizados, y mover esta demanda a otras horas donde el consumo sea menor. Los programas que van encaminados a la respuesta ante la demanda son:

- Respuesta rápida a precios.
- Carga controlada (discriminación horaria para la recarga de vehículos eléctricos)
- Precios dinámicos.

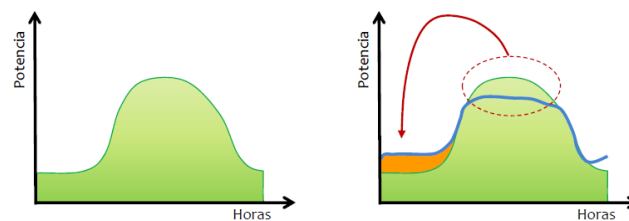


Figura 15. Estrategias de gestión de la demanda

- Curvas de demanda en puntos de conexión

Por último, queda calcular las curvas de demanda en los puntos de conexión.

*Expansión o refuerzo:*

Una vez obtenidas las curvas de consumo se pueden evaluar las acciones de refuerzo según el tipo de problema que se presenta:

- Sobrecarga en el transformador de subestación:
  - Sustitución a mayor potencia.
  - Nuevo transformador, reconfiguración de alimentadores.
- Sobrecarga de líneas:
  - Aumento de sección.
  - Nuevo trazado alternativo.
- Sobrecarga de C.T.
  - Sustitución a mayor potencia.
  - Nuevo C.T., reparto de carga.

- Subtensiones:
  - Aumento de secciones aguas arriba.
  - Instalación de autotransformador.
- Sobretensiones
  - Instalación de autotransformador.

### 3.3.2. *Planificación desde cero:*

Esta otra forma de aplicación, a pesar de que no se corresponde con la del municipio, es aquí también descrita brevemente al ser otra posibilidad que se aplicaría en el caso de nuevas instalaciones (por ejemplo, en planes urbanísticos que desarrollaran la expansión del municipio, urbanizaciones, nuevos polígonos industriales, etc.)

#### *Metodología:*

Diseño completo de una red de distribución:

- Planificación urbanística y trazado vial.
- Ubicación y caracterización de puntos de suministro.
- Previsión de demanda en los puntos de suministro.
- Listado de equipos homologados posibles a instalar.
- Niveles de tensiones de la red.

En Redes Inteligentes planificadas desde cero, la participación de los consumidores a través de agregadores (de carga o de VE) y de plantas virtuales de generación (gestión de generación distribuida) se considera desde la fase de diseño.

### 3.4. Necesidades de comunicación en Redes Inteligentes:

Aunque este apartado no es objeto de estudio de este trabajo, sí que resulta importante mencionarlo, pues tiene una gran importancia para el diseño de una Smart City.

Actualmente, existen sistemas de comunicación en la distribución, y adicionalmente, las Redes Inteligentes requerirían los siguientes sistemas de información y comunicación:

- Sistema AMI-MDM: Consiste en un contador bidireccional capaz de medir tanto la energía generada como la consumida.
- Sistema para la gestión de recargas del Vehículo Eléctrico: debido a la participación del vehículo eléctrico en el mercado eléctrico, se hace necesario que exista un grado de comunicación elevado entre el usuario y la red que.
- Sistema para la Respuesta de la Demanda en clientes residenciales, comerciales e industriales (DRAS): como hemos señalado antes, el consumidor en este nuevo sistema pasa a ser un elemento activo, siendo

necesario un sistema de comunicación para que el consumidor pueda responder a los precios ofreciendo su flexibilidad.

- Sistema para gestionar la generación distribuida (Virtual Power Plant): debido a la presencia de generación distribuida (de baja potencia), se hace necesaria la existencia de una planta VPP como ya se ha introducido anteriormente, pero asimismo, se hace necesario un sistema de comunicación entre la planta VPP con los distintos generadores para que puedan dar órdenes a los generadores de cuánto deben producir.
- Sistema FLISR (Fault Location, Isolation and Service Restoration) para reconfigurar las protecciones de forma automática garantizando el menor impacto de una falta (reducción del número de consumidores afectados y la duración asociada)

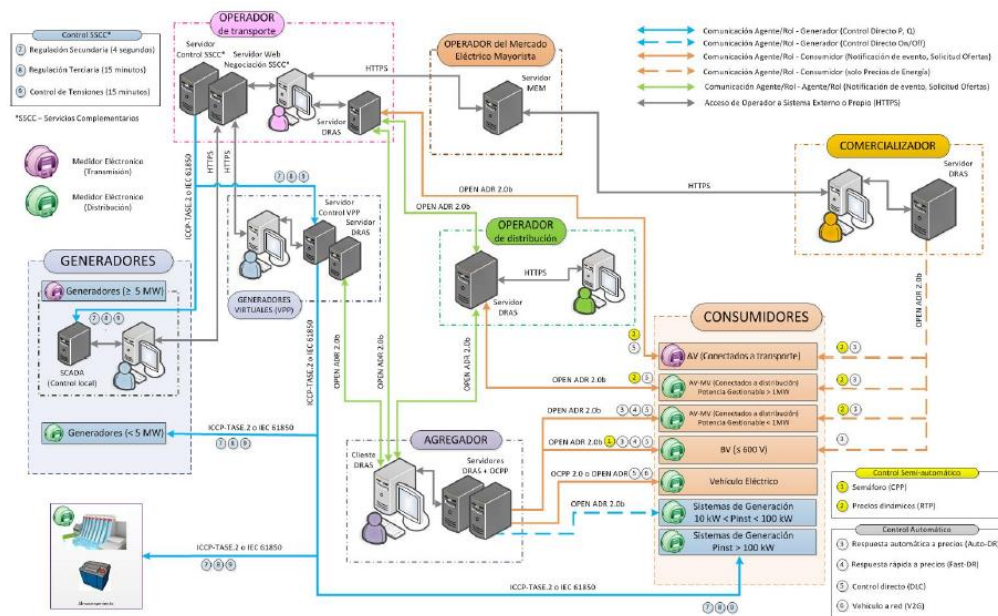


Figura 16. Relaciones de comunicación en la red

#### 4. Necesidades energéticas: Caracterización del consumo y balance energético

En este nuevo apartado evaluaremos las necesidades energéticas del municipio, comenzando con un inventario energético en el que incluiremos un resumen y descripción de las instalaciones consumidoras y generadoras, y concluiremos este apartado con una valoración energética final del municipio.

##### 4.1. Modelado de la curva de carga eléctrica del municipio

Para hacer una evaluación de las necesidades energéticas del municipio tenemos que empezar por realizar la curva de demanda de energía eléctrica, tal y como se ha descrito en la metodología de planificación en el punto anterior sobre diseño conceptual de una Smart Grid. Esto constituye el primer paso pues justo será a partir del consumo con lo que determinaremos los recursos que necesitamos para cubrir la demanda, así como la capacidad de almacenamiento de nuestro sistema.

Ésta la obtendremos a partir de la demanda doméstica nacional, y mediante un ratio entre la población del municipio de Quart de Poblet y la población en España obtendremos la curva de demanda de energía eléctrica del sector doméstico en Quart de Poblet. Matemáticamente lo que estamos haciendo es:

$$E_{\text{cons}_{\text{Quart de Poblet}}} = E_{\text{cons}_{\text{nacional}}} \cdot \frac{\text{Población}_{\text{Quart de Poblet}}}{\text{Población}_{\text{nacional}}} \quad (1)$$

El problema de esta hipótesis es que con esto estamos asumiendo que el comportamiento en el consumo de energía eléctrica en Quart de Poblet, es igual al consumo promedio de toda España. Para evaluar la precisión de esta hipótesis sería por tanto necesario evaluar los distintos parámetros que afectan al consumo de energía eléctrica como temperatura, época del año, etc. y comprobar si en la provincia de Valencia, en concreto, Quart de Poblet, estos parámetros se aproximan a la media nacional. Puesto que analizar estos aspectos no supone un objetivo para la realización del presente trabajo, asumiremos por válido esta hipótesis y consideraremos que el consumo doméstico en Quart de Poblet, será representativo de la media de la demanda en el consumo doméstico nacional.

De esta forma, a través del servicio de información del Operador del Sistema <sup>[19]</sup>, obtenemos la demanda de energía eléctrica total nacional, es decir, incluyendo la del sector doméstico e industrial, o lo que es lo mismo, tanto la subastada en el mercado diario y como la que se negocia mediante contratos bilaterales. Exportando todos los datos de consumo hora a hora y para todo un año, se tomará el 2015 para tener un año natural, desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre y teniendo en cuenta que según el instituto nacional de estadística <sup>[20]</sup>, la población nacional a fecha del 01/01/2015 era de 46.449.565 habitantes, mientras que Quart de Poblet, cuenta con 25.292, obtenemos los siguientes resultados:



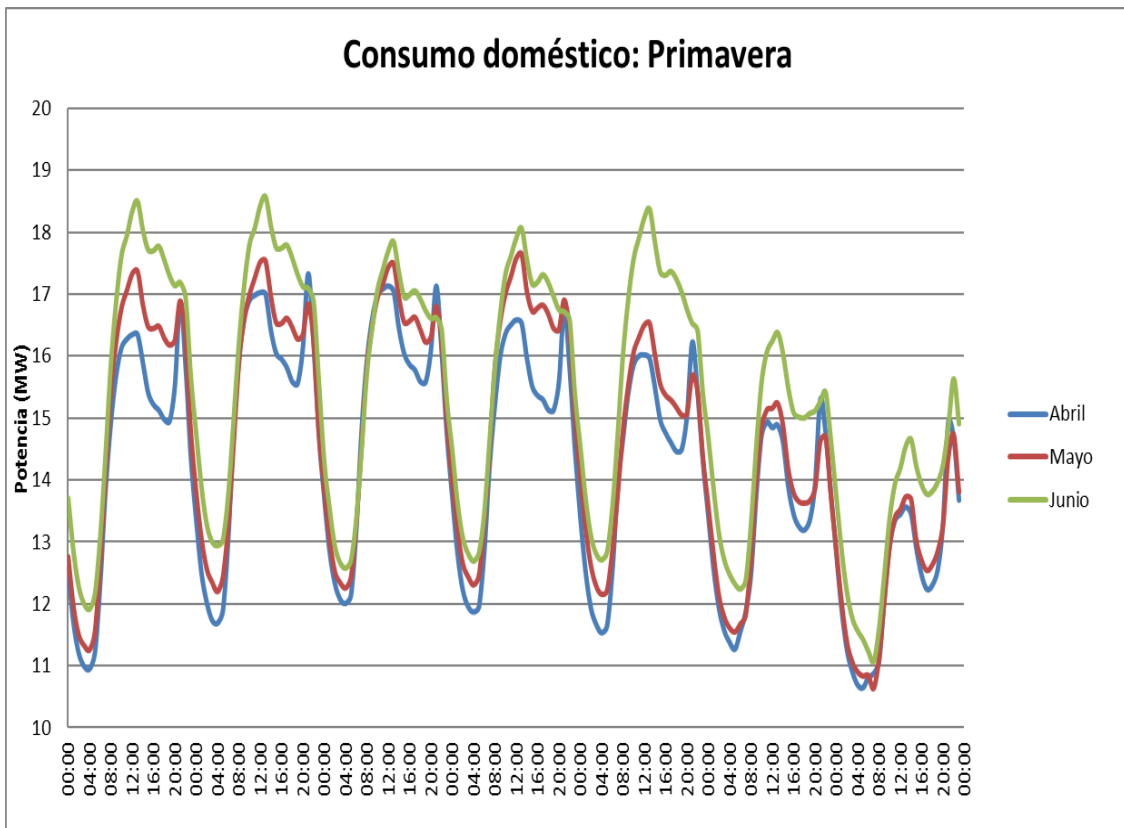


Figura 17. Demanda energética en meses de primavera

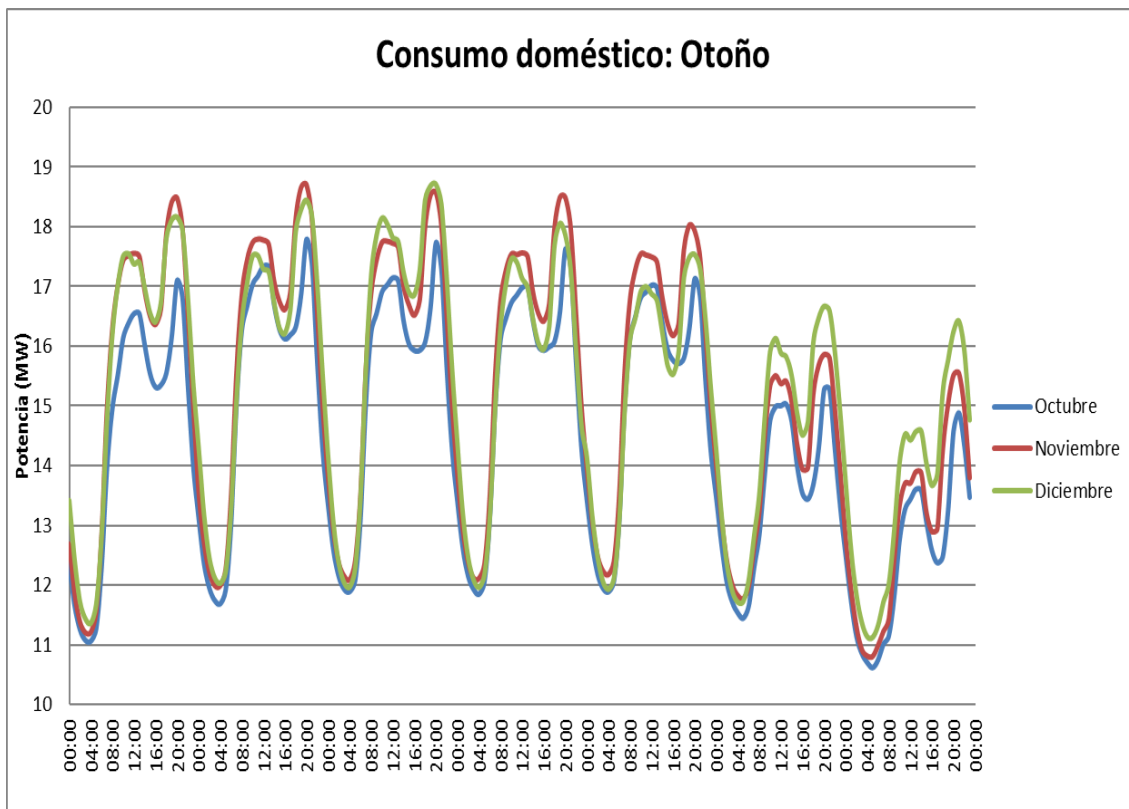


Figura 18. Demanda energética en meses de otoño



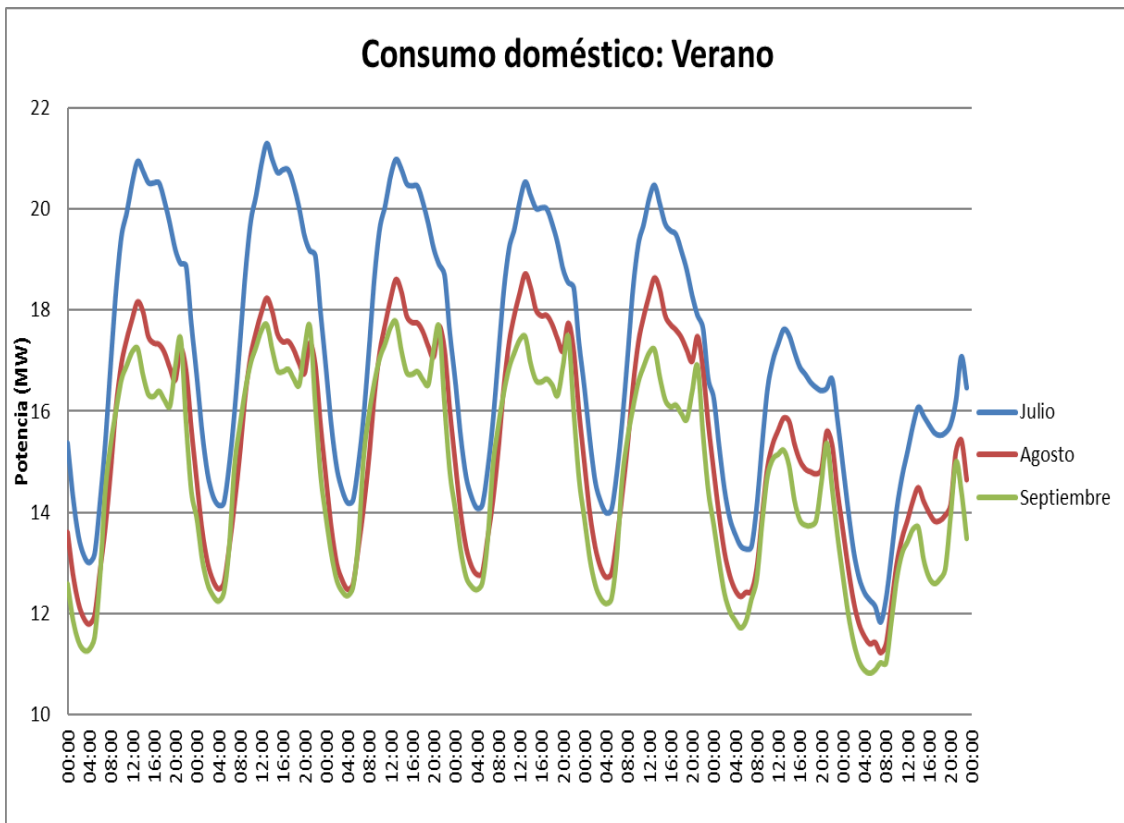


Figura 19. Demanda energética en meses de verano

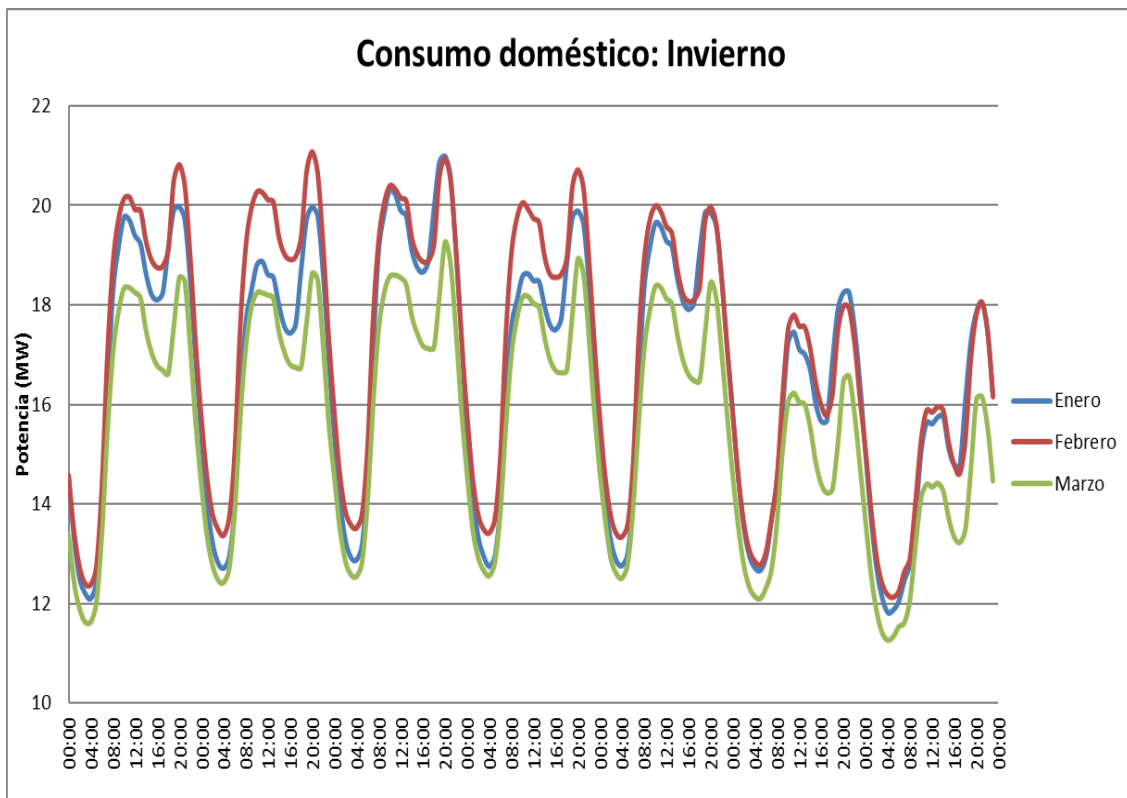


Figura 20. Demanda energética en meses de invierno

Destacar que para hacer las gráficas anteriores se ha tomado cada mes por separado, y se ha promediado para un mes cada día de la semana, obteniendo de esta forma una semana tipo que es el promedio del consumo para ese mes.

Así pues, analizando el consumo de energía eléctrica mes a mes, podemos observar como los meses pertenecientes a la misma estación, los valores de consumo y la tendencia de éste, son muy parejos, llegando a superponerse las distintas curvas. Este hecho lo podemos cuantificar agrupando los meses por estación y realizando una media de éstos. De esta forma podemos calcular la desviación típica de cada mes con respecto su estación de la siguiente manera:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (C_{mes_t} - C_{estacion_t})^2}{n}} \quad (2)$$

Donde:

$C_{mes_t}$ : es el valor que toma el consumo en un mes en el instante t

$C_{estacion_t}$ : es el valor que toma el consumo en la estación en la cual pertenece ese mes en el instante t

n: el número total de valores que tiene la serie

Notar que las unidades de la desviación típica son las mismas que las de las series.

Con esto, tenemos la siguiente tabla:

Tabla 2. Valor de las desviaciones típicas de cada mes con respecto a su estación

|                        | Ene  | Feb  | Mar  | Abr  | May  | Jun  | Jul  | Ago  | Sep  | Oct  | Nov  | Dic  |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Desviación típica (MW) | 0,39 | 0,69 | 0,92 | 0,59 | 0,22 | 0,72 | 1,51 | 0,52 | 1,04 | 1,63 | 1,13 | 1,13 |

Podemos afirmar que existe relación entre los meses que conforman una estación, si las desviaciones típicas de estos meses referidas a su estación correspondiente fueran inferiores a 10 MW. Como podemos ver de los resultados, en casi todos los meses es inferior a la unidad, siendo el valor máximo 1,63 MW, lo que justifica que sí podemos agrupar los meses por estación.

En contra, si comparamos los meses de distintas estaciones vemos que los órdenes de magnitud para cada estación se diferencian notablemente, además vemos como la tendencia entre las diferentes estaciones cambia, teniendo en otoño e invierno un segundo pico en el consumo de energía eléctrica por la tarde, mientras que, en

primavera y verano, este pico en el consumo no llega a ser tan acentuado. Esto lo podemos ver más claramente en las siguientes gráficas donde se han agrupado las semanas tipo de cada mes en una sola semana por estación:

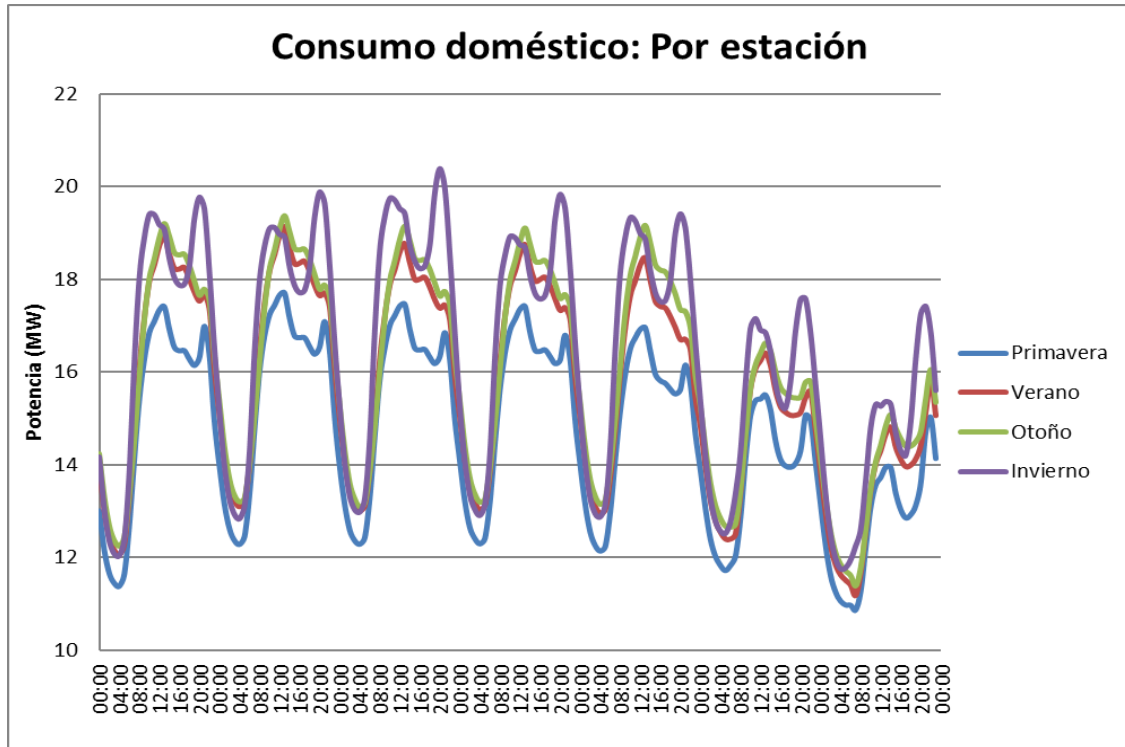


Figura 21. Demanda energética por estación

Podemos ver en las gráficas anteriores además que para el mes de invierno tenemos que la diferencia entre el valor máximo y el mínimo de consumo de energía eléctrica es mayor que en el resto de estaciones. Será este mes, por lo tanto, en el que más capacidad de almacenamiento necesitaremos. Esto último lo trataremos más adelante, cuando ya hallamos definido los recursos de generación y tengamos establecidos cuánto es nuestra demanda y cuánto es lo que generamos.

Una vez ya tenemos estas semanas tipo para cada estación, tenemos que seleccionar aquellas dos semanas tipo que nos fijarán las condiciones de nuestro diseño, es decir, las dos semanas que nos fijen los valores máximos y mínimos de demanda, pues éstas nos fijarán los recursos de generación necesarios, y las dos semanas que nos fijen también la amplitud máxima y mínima de demanda, pues éstas nos fijarán los recursos de almacenamiento necesarios. Por otro lado, estos dos problemas no se pueden tratar por separado, pues a mayor capacidad de almacenamiento necesitaremos menos potencia máxima instalada, y viceversa.

Con esto, analizando la lista de datos, vemos que la semana tipo de invierno es la que tiene una mayor diferencia entre su valor máximo y mínimo con 8,64 MW de diferencia, y la semana tipo de primavera la que tiene una diferencia menor con 6,83 MW de diferencia, mientras que el valor máximo de consumo lo tenemos en invierno y es de 20,4 MW y el mínimo en primavera que es de 10,86 MW. A continuación, se representan gráficamente estas dos semanas:

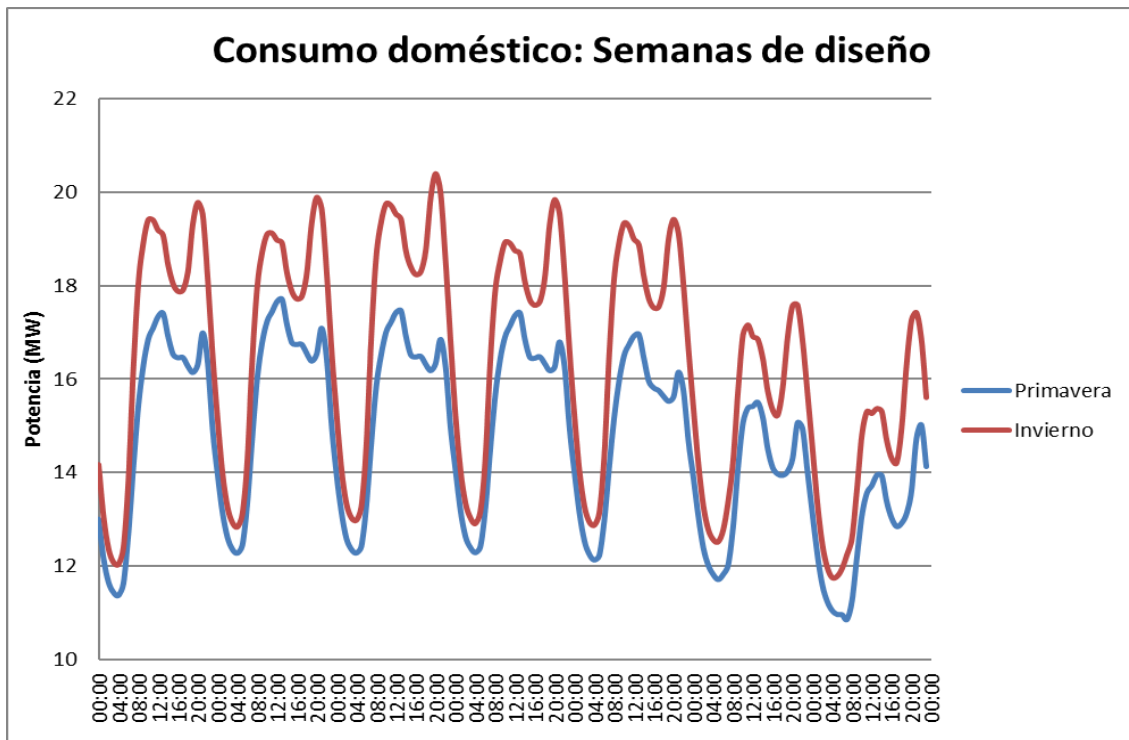


Figura 22. Demanda energética semanas de diseño

Una explicación a este hecho es que, en invierno, debido al consumo de energía en calefacción, vemos un segundo pico que empieza a media tarde y que llega a superar el primer pico de la mañana. Asimismo, el consumo de energía en iluminación para el sector doméstico, sobre todo, pero también para el industrial, durante primavera y verano es inferior que durante otoño e invierno. Por otro lado, en verano tenemos una demanda mayor debido al mayor consumo en refrigeración.

#### 4.2. Modelado del consumo del servicio de alumbrado público

De este consumo, podemos identificar el consumo del alumbrado público, incluyendo el de parques y jardines. Este consumo está contabilizado en 1.597.119kWh/año [21]. Según datos de la “Guía de Gestión Energética en el Alumbrado Público” [22], el número de horas de utilización son de 4200 horas al año. Así pues, la potencia total del alumbrado en el municipio es de:

$$P_{alumbrado} = \frac{E_{alumbrado}}{N_{horas}} = \frac{1.597.119 \text{ kWh/año}}{4.200 \text{ h/año}} = 380 \text{ kW} \quad (3)$$

Si asumimos que, durante los meses de invierno tenemos 13 horas de funcionamiento, desde las 20 horas y hasta las 8 horas, y durante el verano tenemos 11 horas, desde las 21 horas y hasta las 7 horas, podemos representar éste consumo gráficamente y observar su peso en el consumo total. Notar que se consumirá 380 kW de forma constante siempre que el alumbrado esté en funcionamiento, el caso contrario el consumo energético será cero. A continuación, vemos esto gráficamente:

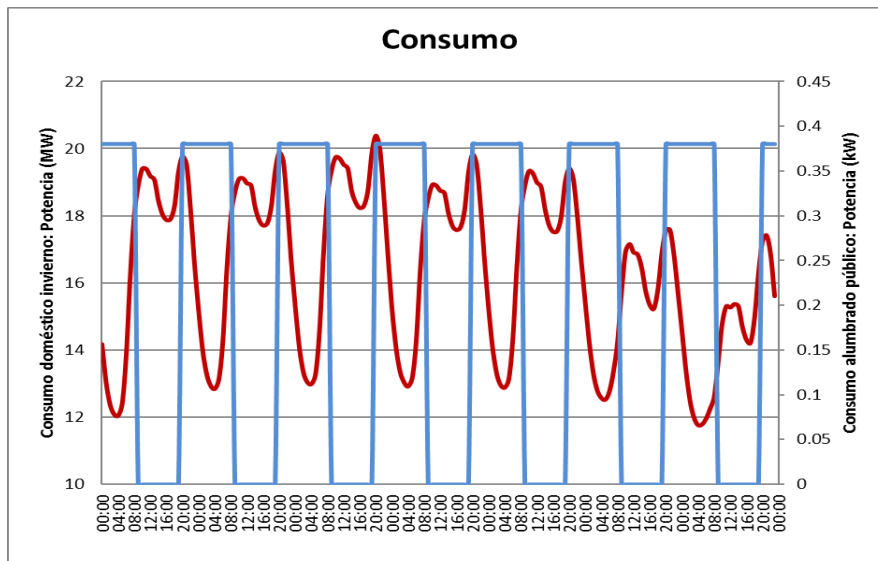


Figura 23. Demanda energética (invierno) y consumo alumbrado público

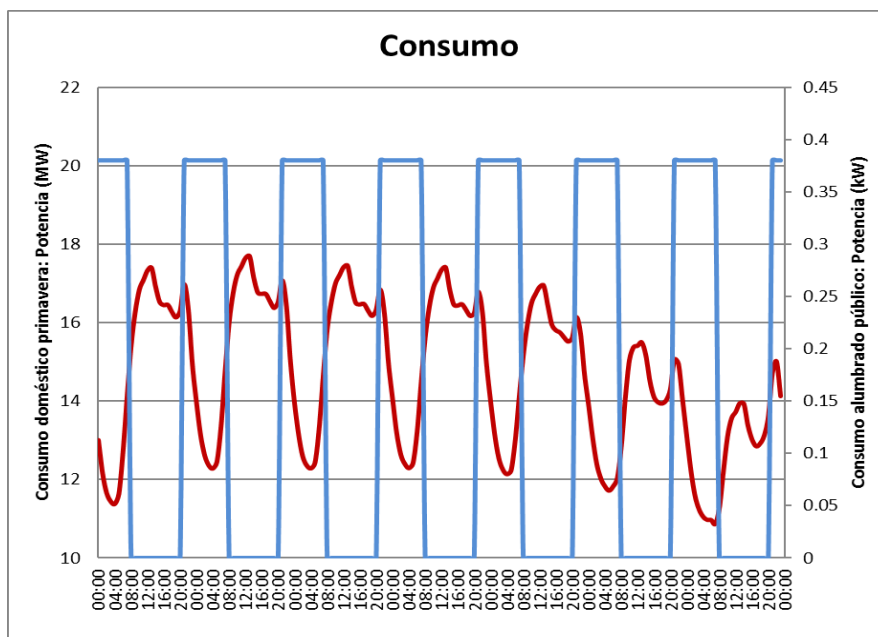


Figura 24. Demanda energética (verano) y consumo alumbrado público

Vemos que el consumo de alumbrado público representa una parte muy pequeña con respecto al consumo total.

#### 4.3. Generación eléctrica disponible: instalaciones de generación en el municipio

Con todo esto, ya queda definido las condiciones de diseño y estamos capacitados para realizar un inventario de las instalaciones generadoras de energía eléctrica y determinar los recursos que podemos explotar y hasta qué punto.

Así pues, a continuación, se presentan las instalaciones generadoras ubicadas en Quart de Poblet, las cuales podemos obtener a partir de la base de datos PRETOR del

Ministerio de industria, energía y turismo, que cuenta con un registro de las instalaciones productoras de energía eléctrica <sup>[23]</sup>, según unos códigos normativos que describiremos a continuación:

Tabla 3. Generadores en Quart de Poblet por grupo normativo

|               |                                      |           |
|---------------|--------------------------------------|-----------|
| <b>a.1.1.</b> | <b>Potencia total instalada (kW)</b> | 12.165,61 |
|               | <b>Número de equipos</b>             | 4         |
| <b>a.1.2.</b> | <b>Potencia total instalada (kW)</b> | 5.280     |
|               | <b>Número de equipos</b>             | 1         |
| <b>b.1.1.</b> | <b>Potencia total instalada (kW)</b> | 2.245,25  |
|               | <b>Número de instalaciones</b>       | 31        |

Donde los códigos normativos, hacen referencia al tipo de generador y combustible utilizado. Así pues, la descripción de estos códigos los podemos encontrar en el BOE, concretamente en el Real Decreto 413/2014 <sup>[24]</sup>, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Los códigos que nos interesan son los siguientes:

- a.1.1. Instalaciones que incluyan una central de cogeneración y usan como combustible gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, o al menos el 65 por ciento de la energía primaria utilizada cuando el resto provenga de biomasa o biogás de los grupos b.6, b.7 y b.8; siendo los porcentajes de la energía primaria utilizada citados medidos por el poder calorífico inferior.
- a.1.2. Instalaciones que incluyan una central de cogeneración y usan como combustible principal derivados de petróleo o carbón, siempre que suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.
- b.1.1. Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.

Así pues, el inventario final quedaría:

Tabla 4. Generadores en Quart de Poblet por tipo de instalación

|   |                                      |           |
|---|--------------------------------------|-----------|
| <b>Cogeneración.<br/>Combustible: Gas Natural</b>                         | <b>Potencia total instalada (kW)</b> | 12.165,61 |
|   | <b>Número de equipos</b>             | 4         |
| <b>Cogeneración.<br/>Combustible: Carbón o<br/>Derivados del petróleo</b> | <b>Potencia total instalada (kW)</b> | 5.280     |
|   | <b>Número de equipos</b>             | 1         |
| <b>Instalaciones FV</b>   | <b>Potencia total instalada (kW)</b> | 2.245,25  |
|   | <b>Número de instalaciones</b>       | 31        |

Ahora que ya tenemos definido qué potencia instalada tenemos de ambos tipos de generadores presentes en el municipio, esto es, cogeneración e instalaciones

fotovoltaicas, ahora vamos a proceder a representar gráficamente qué parte de la demanda podemos cubrir con los recursos actuales de generación.

#### 4.3.1. Cogeneración

Comenzamos con la cogeneración pues existe menor número de unidades de producción. La potencia total instalada que tenemos de cogeneración es de 17.445,61kW, y contamos con 5 equipos de cogeneración. Además, estimamos en 0,8 el factor de utilización pues los equipos no pueden producir a potencia nominal de forma constante. Así pues, será esta potencia con el factor antes indicado la que podremos producir durante las 24 horas del día, salvo que hubiesen paradas por mantenimiento o averías. Por lo tanto, en principio podríamos cubrir la siguiente curva con los recursos de cogeneración:

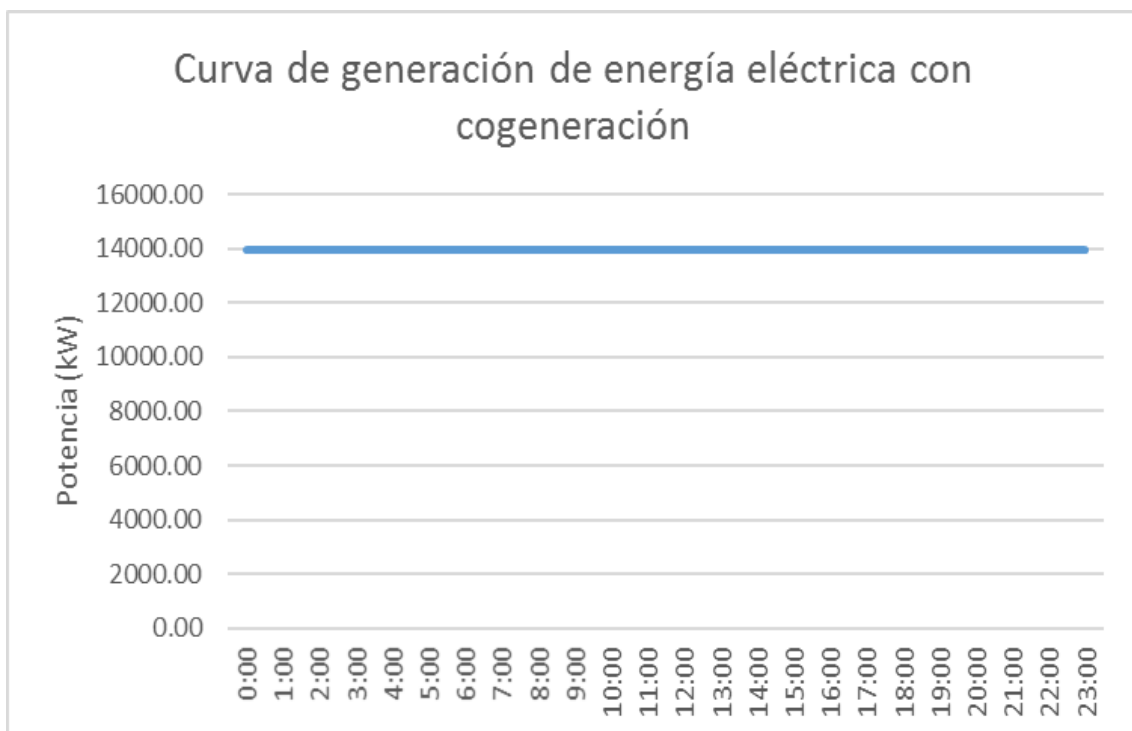


Figura 25. Curva de generación de los equipos de cogeneración

La máxima energía posible generada al día es, por lo tanto:

$$E_{\text{máx cogen}} = P_{\text{máx cogen}} \cdot N_{\text{horas}} \cdot f_{\text{utilización}} = 17.445,61 \text{ kW} \cdot 24 \text{ h} \cdot 0,8 = 334,95 \text{ MWh} \quad (4)$$

Al año, la máxima energía posible generada es de:



$$E_{m\acute{a}x\ cogen\ anual} = P_{m\acute{a}x\ cogen} \cdot N_{horas\ a\~{n}o} \cdot f_{utilizaci\acute{o}n} =$$

$$17.445,61\ kW \cdot 8.760\ h \cdot 0,8 = 122,25\ GWh \quad (5)$$

Notar que la curva anterior representa una situación en la cual todos los equipos de cogeneración están trabajando a la máxima potencia posible que es posible entregar de forma constante, y que, por lo tanto, cualquier situación por debajo de este límite sera posible, o incluso que existan algunos momentos en los que trabajemos a potencia nominal con todos los equipos, en este caso podríamos llegar a los 17.445,61kW. El que estén trabajando a mayor o menor grado de carga vendra definido por el precio de la energía que esté fijado para cada hora y que este precio resulte económicamente rentable, en caso de ser así, los generadores entregaran la máxima potencia que les sea posible técnicamente, y en caso contrario, los generadores bajaran su potencia al mínimo en función de las restricciones técnicas de cada equipo.

#### 4.3.2. Generación fotovoltaica

Para abordar este caso, antes debemos hacer unas consideraciones previas. Puesto que para determinar las curvas de generación de energía eléctrica en esta sección, utilizaremos curvas de radiación proporcionadas por AEMET, debemos garantizar antes que exista una linealidad entre la radiación y la potencia generada, pues como podemos ver en las imágenes que se presentan a continuación, el valor de la corriente generada por el módulo, aumenta conforme crece la intensidad de radiación solar, mientras que decrece conforme aumenta la temperatura alcanzada en las células del módulo.

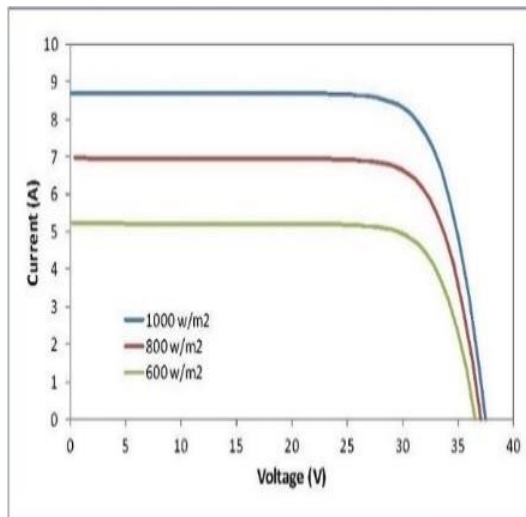


Figura Fa. Curvas I-V para distintos valores de la irradiancia solar  
Temperatura constante de la célula (25C)

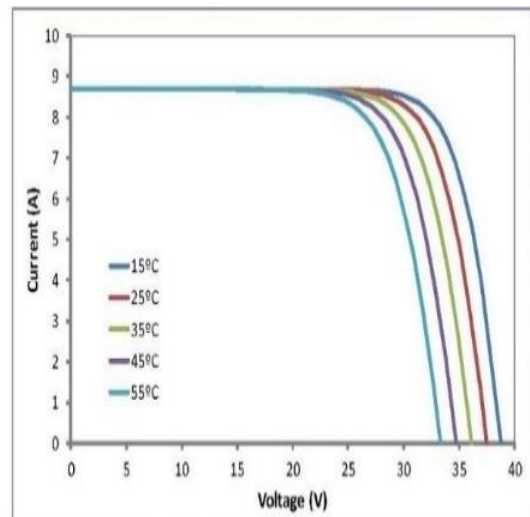


Figura Fb. Curvas I-V para distintas temperatura de la célula  
Valor de irradiancia solar constante (1000 W/m²)

Figura 26. Curvas I-V de células fotovoltaicos para: a) distintos valores de irradiación solar; b) distintos valores de temperatura de la célula



Es por esto por lo que no podemos asegurar una linealidad entre producción de energía y radiación solar pues nos encontramos con estos dos comportamientos enfrentados. Así pues, haciendo uso del mapa interactivo “Photovoltaic Geographical Information System” [25], fijamos una potencia de 1 kWp y tomamos 45° de inclinación para el cálculo de la energía producida, pues en la realidad probablemente estarán con esta ubicación debido a que por motivos constructivos resulta esta inclinación más sencilla que el óptimo, que serían 39° igual a la latitud de Valencia, y en cuanto a la orientación, se ha tomado una de 0° que es la que maximiza la producción de energía eléctrica, sin embargo, es posible que en la realidad alguna instalación se haya desviado un poco de esta orientación por temas de integración arquitectónica, pero mientras que esta desviación no sea muy grande, esto no se diferenciará demasiado de la realidad.

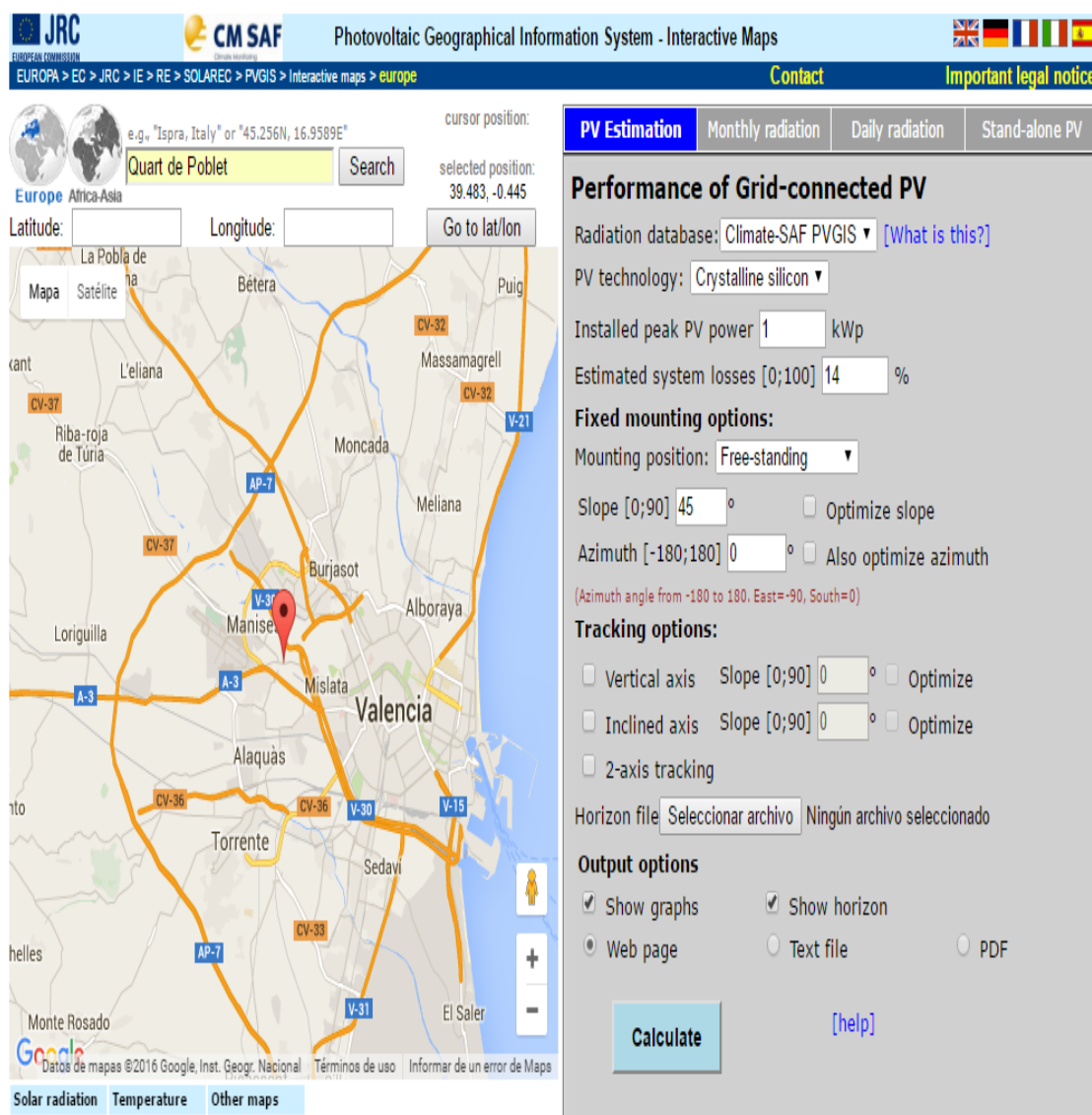


Figura 27. Muestra de la página web JRC con los datos a introducir

Una vez aclarado lo anterior, si realizamos la simulación obtenemos:

## Performance of Grid-connected PV

NOTE: before using these calculations for anything serious, you should read [\[this\]](#)

### PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 39°28'57" North, 0°26'41" West, Elevation: 50 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 9.8% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.5%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 24.4%

| Fixed system: inclination=45°, orientation=0° |             |             |             |             |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Month   | $E_d$       | $E_m$       | $H_d$       | $H_m$       |
| Jan   | 3.49        | 108         | 4.38        | 136         |
| Feb   | 4.07        | 114         | 5.19        | 145         |
| Mar   | 4.64        | 144         | 6.03        | 187         |
| Apr   | 4.56        | 137         | 6.02        | 181         |
| May   | 4.58        | 142         | 6.16        | 191         |
| Jun   | 4.68        | 140         | 6.40        | 192         |
| Jul   | 4.77        | 148         | 6.63        | 205         |
| Aug   | 4.68        | 145         | 6.48        | 201         |
| Sep   | 4.42        | 133         | 6.00        | 180         |
| Oct   | 4.11        | 127         | 5.47        | 169         |
| Nov   | 3.58        | 107         | 4.58        | 137         |
| Dec   | 3.18        | 98.6        | 3.98        | 123         |
| <b>Yearly average</b>                         | <b>4.23</b> | <b>129</b>  | <b>5.61</b> | <b>171</b>  |
| <b>Total for year</b>                         |             | <b>1540</b> |             | <b>2050</b> |

$E_d$ : Average daily electricity production from the given system (kWh)

$E_m$ : Average monthly electricity production from the given system (kWh)

$H_d$ : Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m<sup>2</sup>)

$H_m$ : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m<sup>2</sup>)

Figura 28. Resultados de la página web JRC

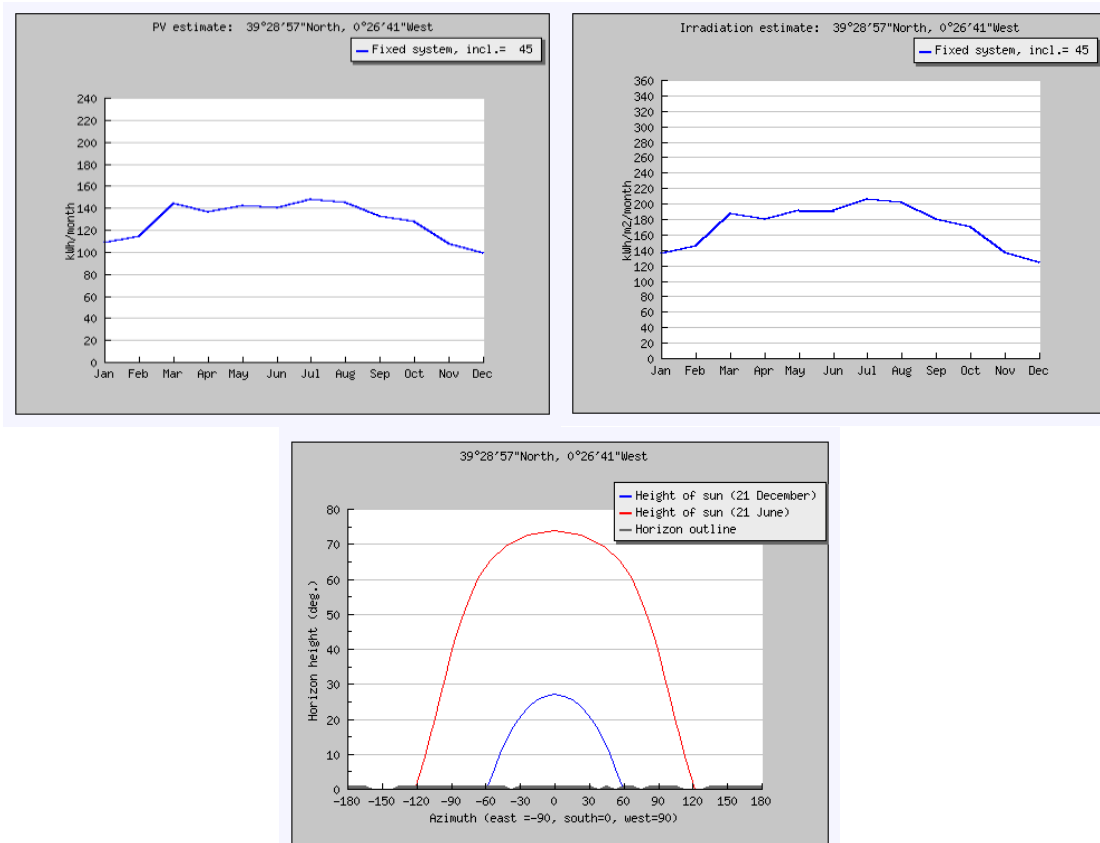


Figura 29. Resultados de la página web JRC: a) producción por mes; b) irradiación por mes; c) horizonte de la trayectoria del sol para los días de máxima y mínima altura solar a las 12 horas solares.

Si representamos la generación media de electricidad diaria frente a la media de irradiación solar diaria tenemos:

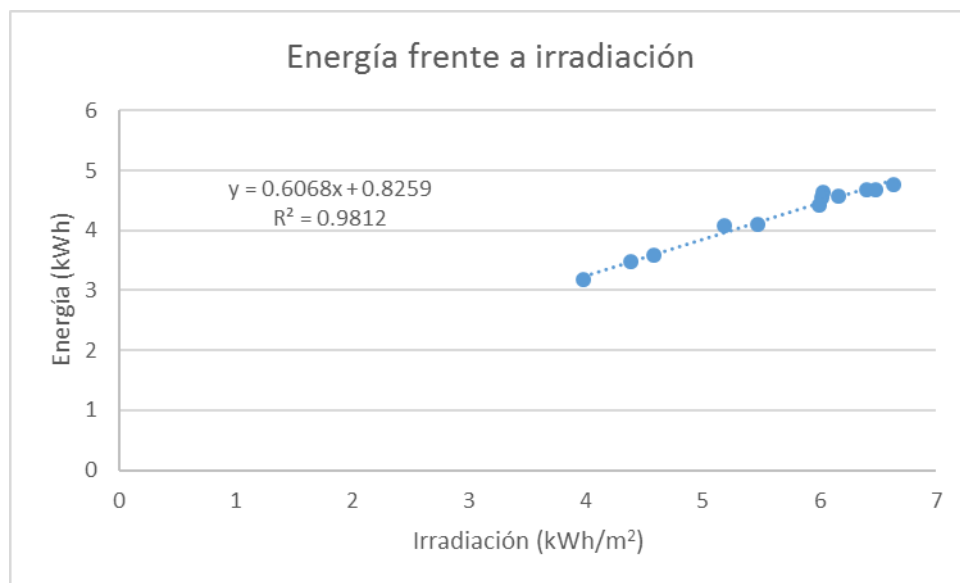


Figura 30. Generación de una célula fotovoltaica frente a irradiación

Donde el modelo seleccionado que mejor explica el comportamiento de la serie es una regresión lineal por ser además el más sencillo, por lo que en principio sí que podemos aproximar el comportamiento entre producción y radiación a uno lineal.

Ahora ya podemos proceder a realizar las curvas de generación. Puesto que la energía generada por esta instalación dependerá de la radiación recibida, y como tenemos dos tipos de semanas que nos marcará las condiciones de diseño, tenemos que estimar la generación de energía eléctrica de nuestras instalaciones fotovoltaicas para el caso de invierno y primavera. Así pues, la forma que tendrá la curva de producción de energía eléctrica, será igual que la de radiación recibida por  $m^2$  de superficie. Para el caso de Valencia, en concreto del aeropuerto, la radiación recibida tiene la siguiente evolución en el tiempo <sup>[26]</sup>:

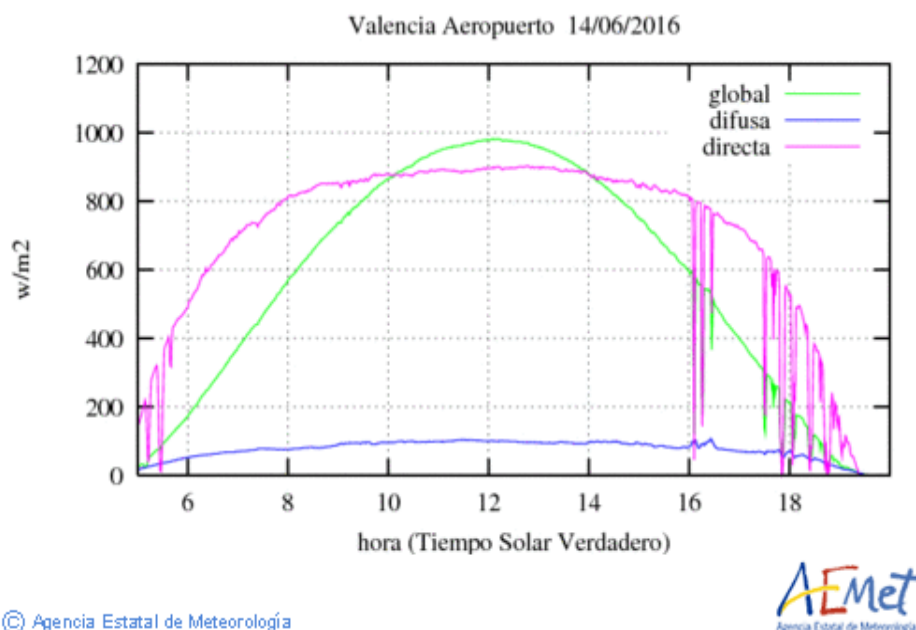


Figura 31. Curva de radiación en Aeropuerto de Valencia

La radiación que nos interesa es la global. Vemos que el valor máximo se da a las 12 horas solares, momento en el que el Sol está a su altura solar máxima.

Como punto de partida y para tomar como referencia, haremos uso del simulador Onyx Solar <sup>[27]</sup>, el cual calcula la producción de energía eléctrica a partir de los datos de potencia pico, de la ubicación de la instalación, la orientación e inclinación de los paneles, asumiendo que:

- La producción de energía es una estimación en la que las sombras de otros edificios, las sombras del propio edificio y otros factores externos no se han tenido en cuenta. Estos factores puede que reduzcan la producción de energía.
- Tampoco se han tenido en cuenta otras pérdidas potenciales debido al BOS. Los cálculos se han hecho usando PVGIS y PVWATTS

Por otro lado, al igual que se hizo anteriormente, se ha seleccionado  $45^\circ$  como ángulo de inclinación y  $0^\circ$  como el de orientación por los mismos que los citados anteriormente.

Con esto, tenemos los siguientes resultados si para el cálculo utilizamos los 2.245,25 kW de potencia instalada en el municipio de Quart de Poblet:

- Electricidad generada por año 3,617 GWh
- Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas al año: 2 423 390 kg CO<sub>2</sub>

Tabla 5. Resultados herramienta Onyx Solar

| Mes                | Ed              | Em                  | Hd          | Hm              |
|--------------------|-----------------|---------------------|-------------|-----------------|
| Enero              | 6.967,74        | 216.000,00          | 3,66        | 113,46          |
| Febrero            | 9.250,00        | 259.000,00          | 4,94        | 138,32          |
| Marzo              | 10.774,19       | 334.000,00          | 5,91        | 183,21          |
| Abril              | 10.533,33       | 316.000,00          | 5,85        | 175,50          |
| Mayo               | 10.516,13       | 326.000,00          | 5,97        | 185,07          |
| Junio              | 11.000,00       | 330.000,00          | 6,39        | 191,70          |
| Julio              | 11.806,45       | 366.000,00          | 6,90        | 213,90          |
| Agosto             | 11.935,48       | 370.000,00          | 6,94        | 215,14          |
| Septiembre         | 11.333,33       | 340.000,00          | 6,44        | 193,20          |
| Octubre            | 9.903,23        | 307.000,00          | 5,47        | 169,57          |
| Noviembre          | 8.033,33        | 241.000,00          | 4,28        | 128,40          |
| Diciembre          | 6.838,71        | 212.000,00          | 3,59        | 111,29          |
| <b>Media anual</b> | <b>9.907,66</b> | <b>301.416,67</b>   | <b>5,53</b> | <b>168,23</b>   |
| <b>Total anual</b> |                 | <b>3.617.000,00</b> |             | <b>2.018,76</b> |

Siendo:

- E<sub>d</sub>: Media diaria de electricidad producida por el sistema (kWh)
- E<sub>m</sub>: Media mensual de electricidad producida por el sistema (kWh)
- H<sub>d</sub>: Suma media diaria de irradiación global por metro cuadrado recibida (kWh/m<sup>2</sup>)
- H<sub>m</sub>: Suma media mensual de irradiación global por metro cuadrado recibida (kWh/m<sup>2</sup>)

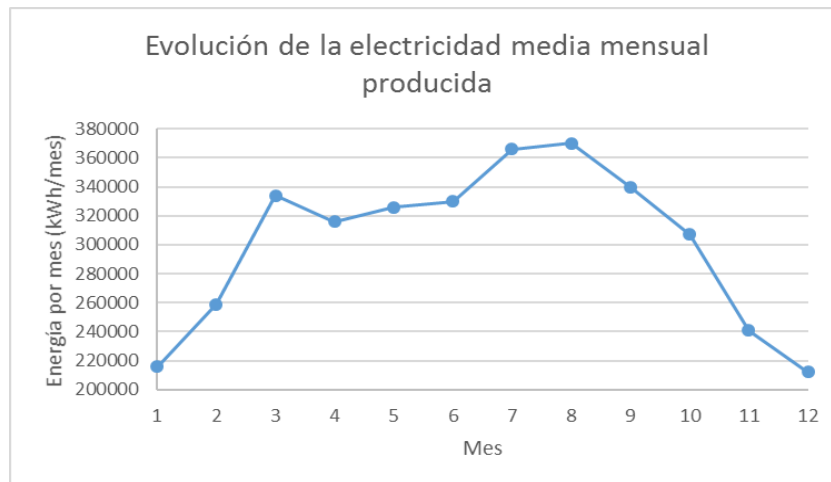
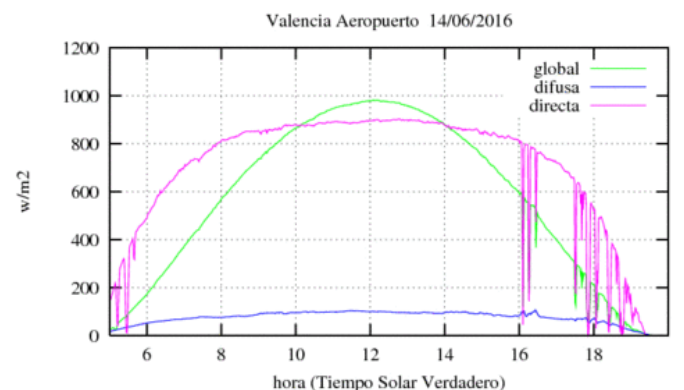


Figura 32. Producción energética de origen solar por mes

Otros datos de interés son:

- Puntos totales de luz funcionando 4 horas por día: 206.169 horas
  - Barriles de petróleo ahorrados: 2.134 barriles
  - Distancia recorrida con un coche eléctrico gracias a la energía generada: 26.792.593 km
- Donde el cálculo realizado con bombillas se ha asumido que:
- Las bombillas son de bajo consumo LED de 12W

Para obtener la distribución horaria de generación, realizaremos primero la de primavera, para el día 21 de junio, solsticio de verano. Para este día, el sol sale a las 6:34 h y se pone a las 21:31 h, para simplificarlo, asumiremos que sale a las 7:00 h y se pone a las 22:00 h. Asimismo, las 12 horas solares, lo aproximaremos a las 14:00 h, dos horas más debido a la corrección gubernamental, asumiendo despreciables las correcciones por longitud y por la ecuación del tiempo. Estas aproximaciones las realizamos para que las salidas y puestas de Sol y su valor máximo se den a horas en punto, y así simplificar el problema, puesto que el resto de curvas las tenemos de hora en hora.



© Agencia Estatal de Meteorología



AEMet  
Agencia Estatal de Meteorología

Figura 33. Curva de radiación solar en Aeropuerto de Valencia

Para realizar la curva de generación de energía eléctrica de origen solar, fijaremos que, en el punto de máxima radiación, la potencia generada sea de 2.245,25 kW. Estamos asumiendo por lo tanto que los 1.000 W/m<sup>2</sup>, es la máxima radiación posible y que, por tanto, para esa radiación estaremos trabajando a la potencia pico de la instalación. Para hallar el resto de valores tendremos que proceder de la siguiente manera:

$$P_{inst_{hora\ i}} = (P_{rad_{hora\ i}} \cdot \frac{2.245,25}{1.000}) \text{ kW} \quad (6)$$

Sin embargo, a la ecuación anterior hay que añadir distintas pérdidas que afectarán disminuyendo la potencia generada. En el mapa interactivo utilizado anteriormente, estas pérdidas las evaluaba en un 14%. Con esta corrección, finalmente la ecuación quedaría:

$$P_{inst_{hora\ i}} = (P_{rad_{hora\ i}} \cdot \frac{2.245,25}{1.000} \cdot 0,86) \text{ kW} \quad (7)$$

Y pasando la potencia generada a hora oficial, para el caso de verano:

$$P_{inst\ hora\ oficial\ hora\ i} = P_{inst\ hora\ solar\ hora\ i+2} \quad (8)$$

Con esto obtenemos:

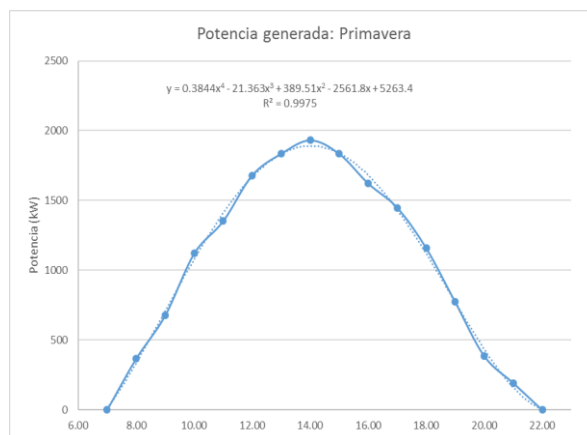


Figura 34. Curva de la potencia generada en primavera

Agregando una línea de tendencia de función polinómica, ajustamos hasta el cuarto orden pues a partir de este orden, cuando subimos, el valor de R cuadrado no aumenta, luego esta es la ecuación que más se ajusta a los valores.

Si integramos la ecuación ajustada entre  $t=7$  h y  $t=22$  h tenemos que:

$$E_{gen_{diaria}} = \int_{t=7h}^{t=22h} (0,3844t^4 - 21,363t^3 + 389,51t^2 - 2561,8t + 5263,4) dt = 16.365,9 kWh \quad (9)$$

Esta energía diaria es superior a la que se facilita en Onyx Solar. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el valor que se facilita en Onyx Solar es una media, y en este caso estamos determinando una curva de generación para el día que tenemos una producción máxima, así pues, no se han tenido en cuenta pérdidas debidas al sombreado por las nubes, el cual bajaría la producción a cero durante el tiempo que taparan el Sol, y se ha supuesto un día despejado durante todas las horas que hace Sol. Además, la estimación de pérdidas que se ha tomado no la hemos sacado de la página web de Onyx Solar, pues ésta no las facilitaba, con lo que no tiene mucho sentido comparar los números exactos, pero sí los órdenes de magnitud.

Así pues, la ecuación que define la evolución temporal de la generación de energía eléctrica para los días de verano:

$$E_{gen_{diaria}} = 0,3844t^4 - 21,363t^3 + 389,51t^2 - 2561,8t + 5263,4 \quad (10)$$

Siendo el valor máximo en torno a 1.900 kW.

Para el caso de invierno, estimaremos el 30 de diciembre, solsticio de invierno, en el cual el Sol sale a las 8:21 h, mientras que se pone a las 17:46 h. Los aproximaremos a las 8:00 h para la salida y a las 18:00 h para la puesta. En este caso, las gráficas que proporciona AEMET sobre datos históricos son de Madrid, pero la evolución temporal de la radiación en Valencia y Madrid, serán parecidas y únicamente diferirán en los valores.

Sin embargo, si nos fijamos en el gráfico, vemos que no diferirá demasiado con el caso de Valencia, pues el valor de radiación a las 12 horas para este caso de 500 W/m<sup>2</sup>, no se diferencia demasiado con los valores de Valencia.



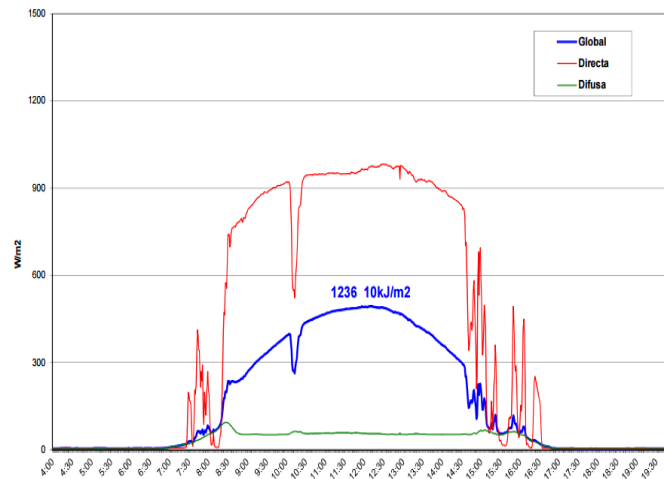


Figura 35. Curva de radiación solar en Aeropuerto de Valencia

Para poder hacer uso del gráfico anterior, tendremos que hallar la potencia que generamos para la radiación máxima. Así pues, si anteriormente, para una radiación de  $1000 \text{ W/m}^2$ , se asociaba a una potencia de  $2.245,25 \text{ kW}$  y estimábamos las pérdidas en un 14%, para una radiación de unos  $500 \text{ W/m}^2$ , que es el caso que trata tenemos:

$$P_{\text{máxima diciembre}} = \text{Potencia}_{\text{máxima junio}} \cdot \frac{\text{Radiación}_{\text{máxima diciembre}}}{\text{Radiación}_{\text{máxima junio}}} \cdot (1 - \text{Pérdidas}) = 965 \text{ kW} \quad (11)$$

De igual forma, para la realización de la curva de generación de energía eléctrica, fijaremos para el máximo de radiación una potencia generada de  $965 \text{ kW}$

$$P_{\text{inst}_{\text{hora } i}} = \left( \text{Radiación}_{\text{hora } i} \cdot \frac{P_{\text{máxima}}}{\text{Radiación}_{\text{máxima}}} \right) = \left( \text{Radiación}_{\text{hora } i} \cdot \frac{965}{500} \right) \text{ kW} \quad (12)$$

En este caso sí que estaríamos cometiendo un gran error si no contabilizáramos las pérdidas por sombreado a causa de las nubes. Así pues, modificaremos la anterior expresión y estimaremos las pérdidas a causa de las nubes como un 25%, es decir, perdemos una cuarta parte de lo máximo que podríamos haber producido a causa del sombreado. Con esto tenemos:

$$P_{inst\ hora\ i} = (Radiación_{hora\ i} \cdot \frac{P_{máxima}}{Radiación_{máxima}}) \cdot 0,75 = (Radiación_{hora\ i} \cdot \frac{965}{500} \cdot 0,75) \text{ kW} \quad (13)$$

Y para el caso de invierno, puesto que la corrección gubernamental es de una hora:

$$P_{inst\ hora\ oficial\ hora\ i} = P_{inst\ hora\ solar\ hora\ i+1} \quad (14)$$

Finalmente tenemos que:

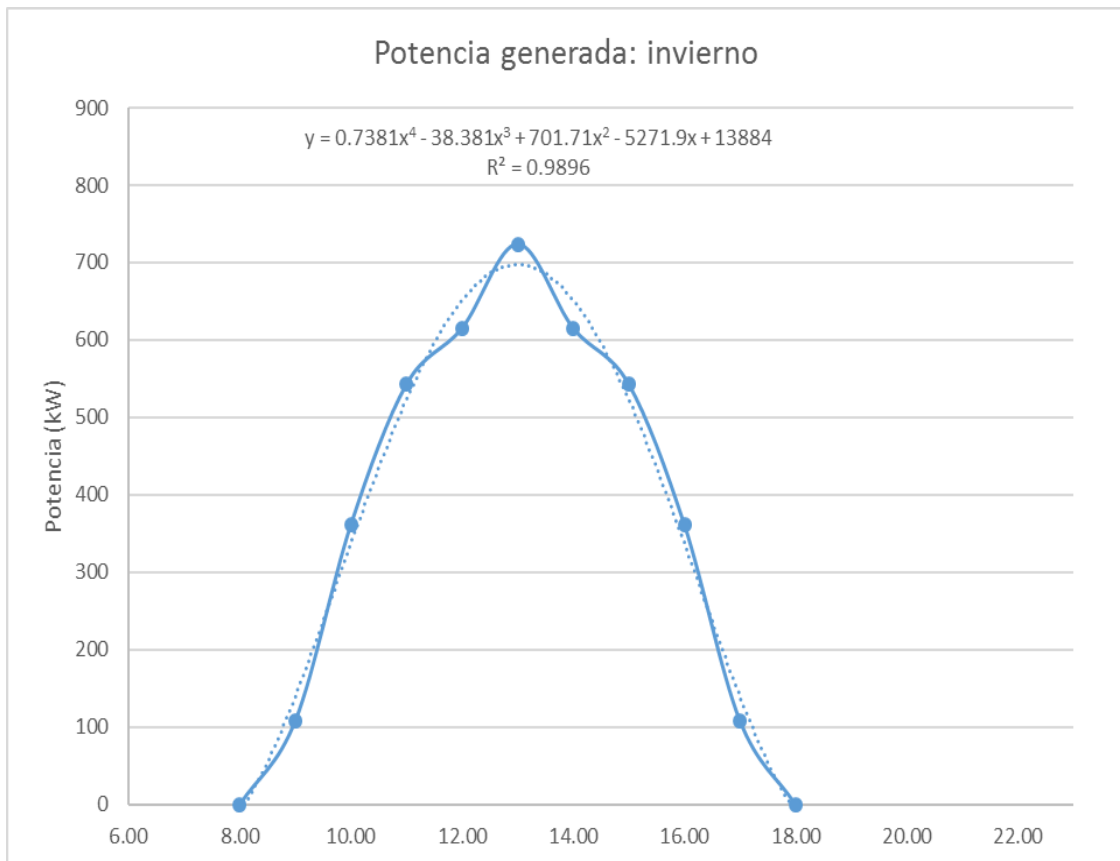


Figura 36. Curva de la potencia generada en invierno

De igual forma que en el caso anterior, se ha aproximado la curva a una función polinómica de cuarto orden, pues es aquella función de menor orden que mejor explica el comportamiento de la serie de puntos.

Si integramos la ecuación ajustada entre  $t=8$  h y  $t=18$  h tenemos que:

$$E_{gen\text{diaria}} = \int_{t=8\text{ h}}^{t=18\text{ h}} (0,7381t^4 - 38,381t^3 + 701,71t^2 - 5.271,9t + 13.884) dt = 3.990 \text{ kWh} \quad (15)$$

Esta energía diaria es inferior a la que se facilita en Onyx Solar de 6 838.71 kWh. Como ya se ha indicado anteriormente, el valor anterior es una media, es decir, habrá días con una producción casi nula o con muy poca, como es este caso, y otros en los que sea mayor. Sin embargo, el máximo producible con lo que hemos determinado anteriormente sería, descontando las pérdidas por el sombreado de las nubes:

$$E_{gen\text{máx diaria}} = \frac{3.990}{0,75} \text{ kWh} = 5.320 \text{ kWh} \quad (16)$$

Que sigue siendo inferior al valor medio estimado con la herramienta Onyx Solar, luego esto quiere decir, que las pérdidas que hemos estimado como un 14%, son mayores que las que utiliza esta herramienta.

#### 4.3.3. Generación disponible

De los apartados anteriores, tenemos que los recursos de generación quedan:

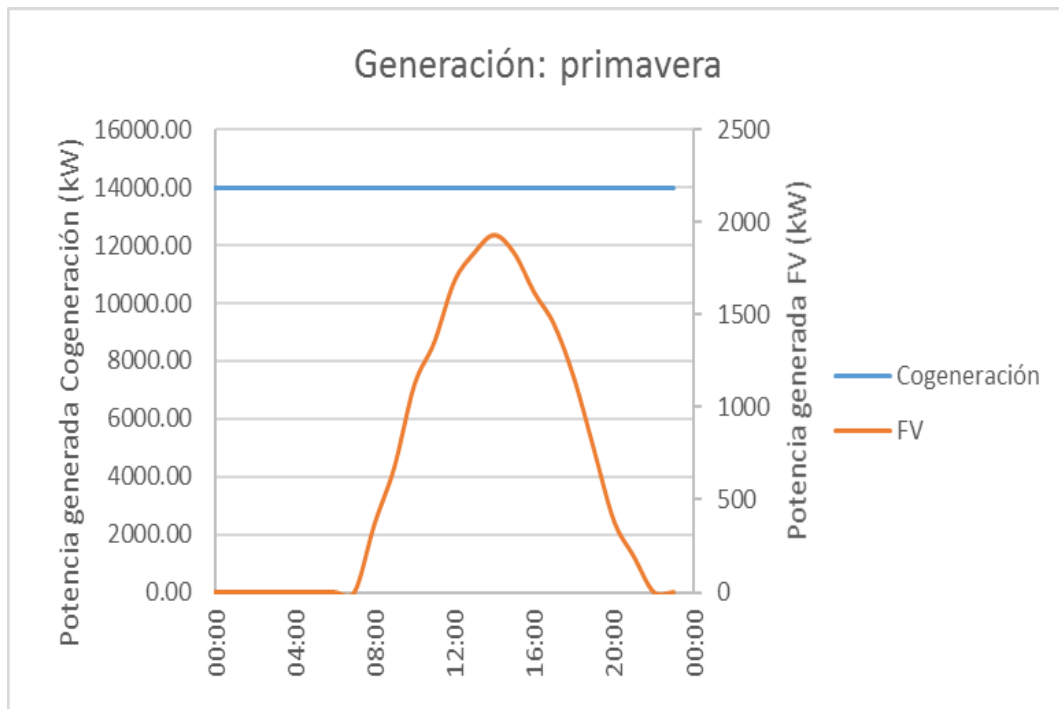


Figura 37. Curvas de generación en primavera

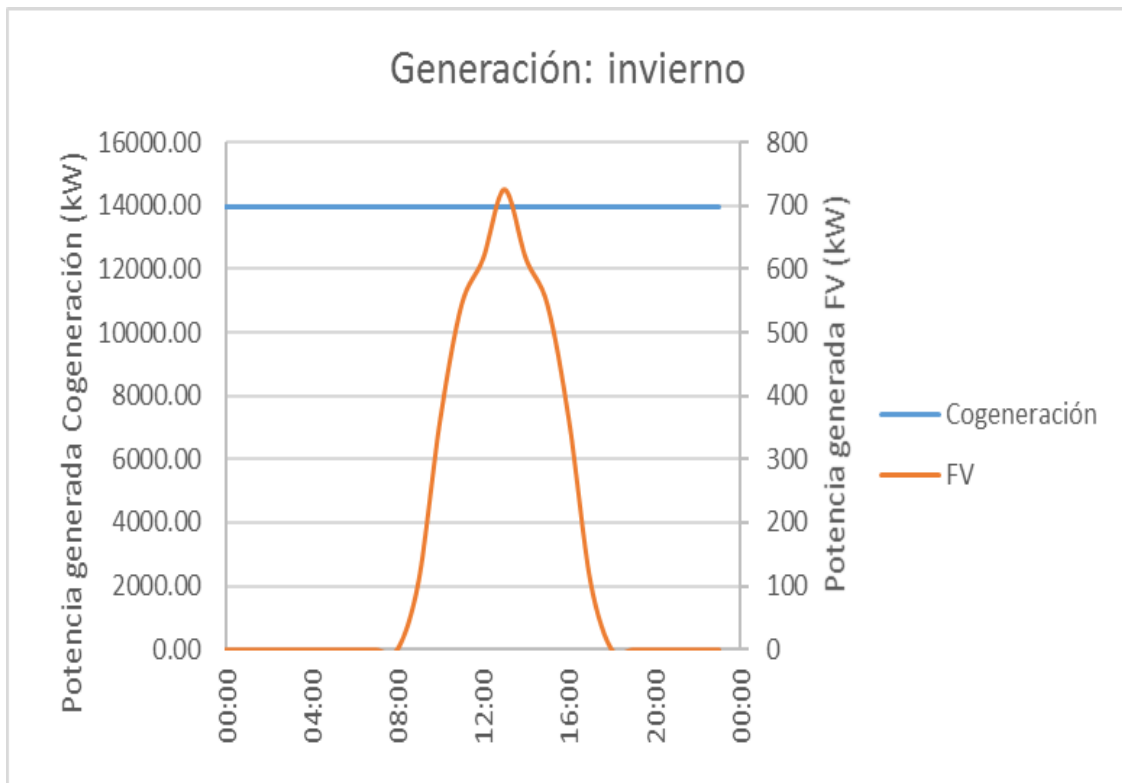


Figura 38. Curvas de generación en invierno

Y junto al consumo para ver que parte de la demanda queda cubierta:

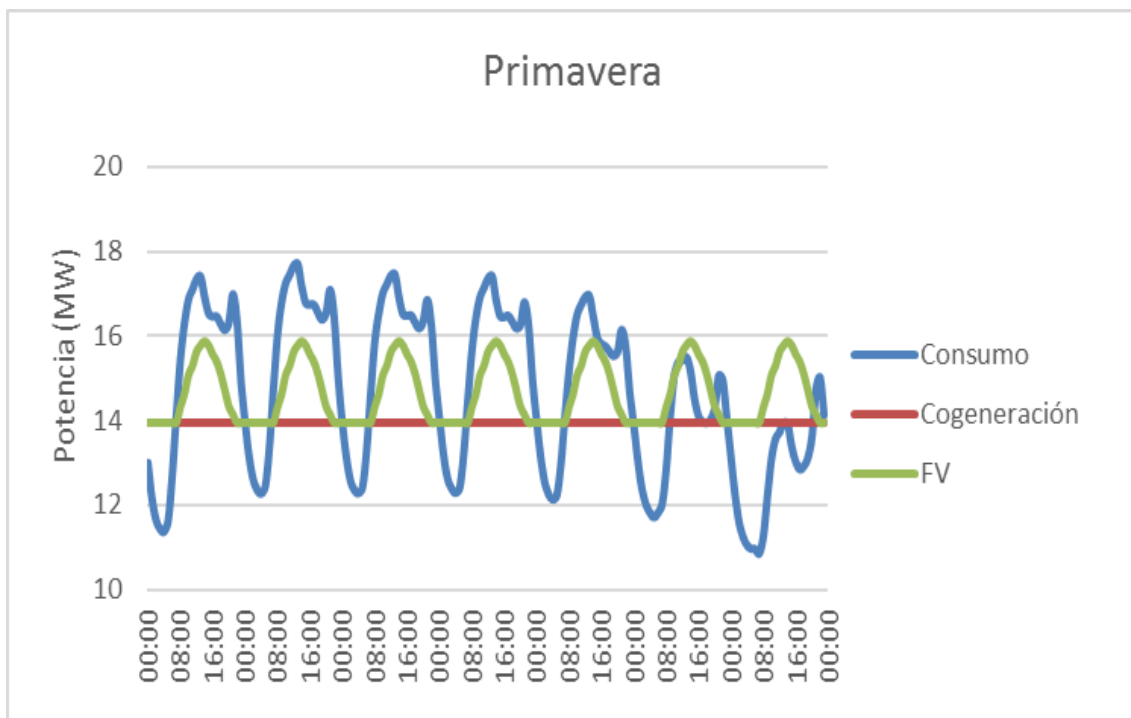


Figura 39. Generación y consumo primavera

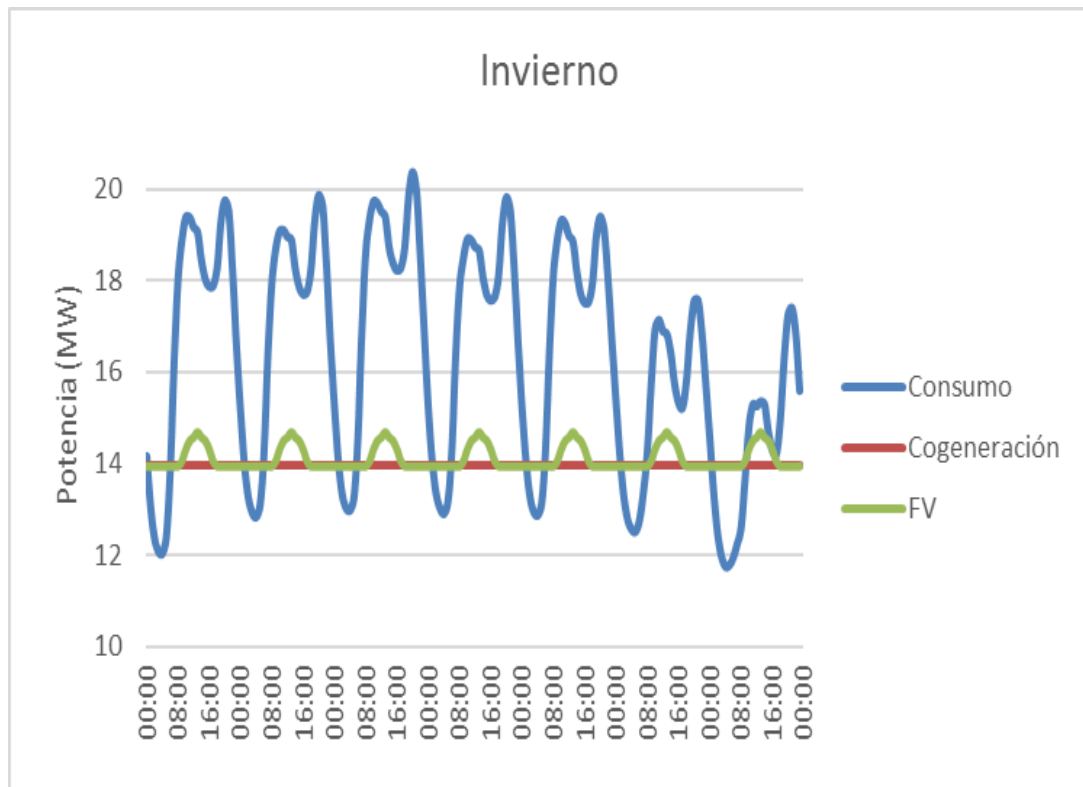


Figura 40. Generación y consumo invierno

Vemos que no existen recursos suficientes en el municipio como para cubrir la demanda de energía. De hecho, para el caso de primavera, donde el consumo es menor, tenemos que la energía demandada es de:

$$E_{\text{semanal demandada}_{\text{verano}}} = 2,469 \text{ GW} \quad (17)$$

Mientras que la energía producida es:

$$E_{\text{semanal producida}_{\text{cogeneración}}} = 17.445,61 \text{ kW} \cdot 0,8 \cdot 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \cdot 7 \text{ días} = 2,344 \text{ GWh} \quad (18)$$

$$E_{\text{semanal producida}_{\text{FV}_{\text{verano}}}} = 16.365,9 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} \cdot 7 \text{ días} = 114,56 \text{ MWh} \quad (19)$$

Lo que hace una generación final de:

$$E_{semanal\ producida_{\text{verano}}} = 2,344GW + 0,11456GW = 2,4585GWh \quad (20)$$

Que es menor a la demanda semanal. Se podrían proponer, entonces, la instalación de nuevos equipos de generación, como recursos de eólica, pues son recursos que aún no se han explotado, aunque haría falta realizar un estudio del perfil de vientos en el municipio, o la ampliación de los recursos de cogeneración y los de solar. En cualquier caso, desde el punto de vista medioambiental es preferible la primera o la última solución propuestas, pues durante los años de explotación, no emite gases de efecto invernadero, CO<sub>2</sub>, en contra de los equipos de cogeneración que sí los emite. Esto lo evaluaremos en el apartado siguiente, mediante el programa “Homer Energy”.

Por otro lado, no resulta técnicamente ni económicamente rentable instalar baterías para almacenar energía durante las horas valle para después suministrarla durante las horas pico, debido a la gran capacidad necesaria para lograr este objetivo. Esto lo podemos ver gráficamente, para el caso de primavera e invierno, mediante el saldo energético, y a continuación acumulando las potencias hora a hora del saldo energético para ver la evolución de una hipotética batería. Así pues, para el caso de primavera tenemos:

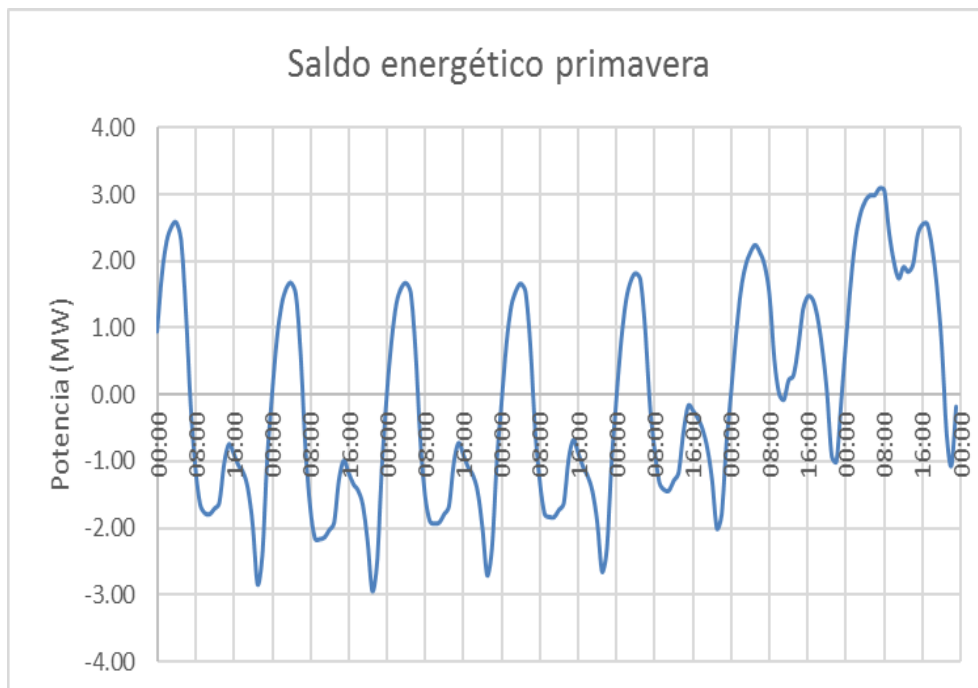


Figura 41. Saldo energético en la semana tipo de primavera

Y la evolución de la energía almacenada en la batería ser:

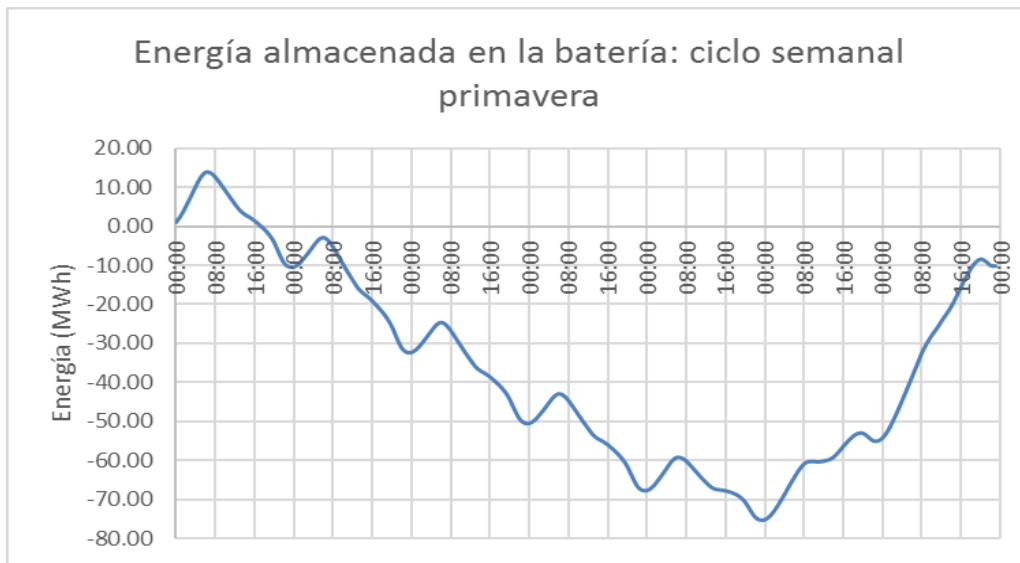


Figura 42. Evolución de la energía almacenada en la semana tipo de primavera: ciclo semanal

Del gráfico anterior, podemos ver que la batería se carga de 24-6 horas y es capaz de cubrir la totalidad de la demanda hasta las 17 horas. Podemos ver esto en detalle:

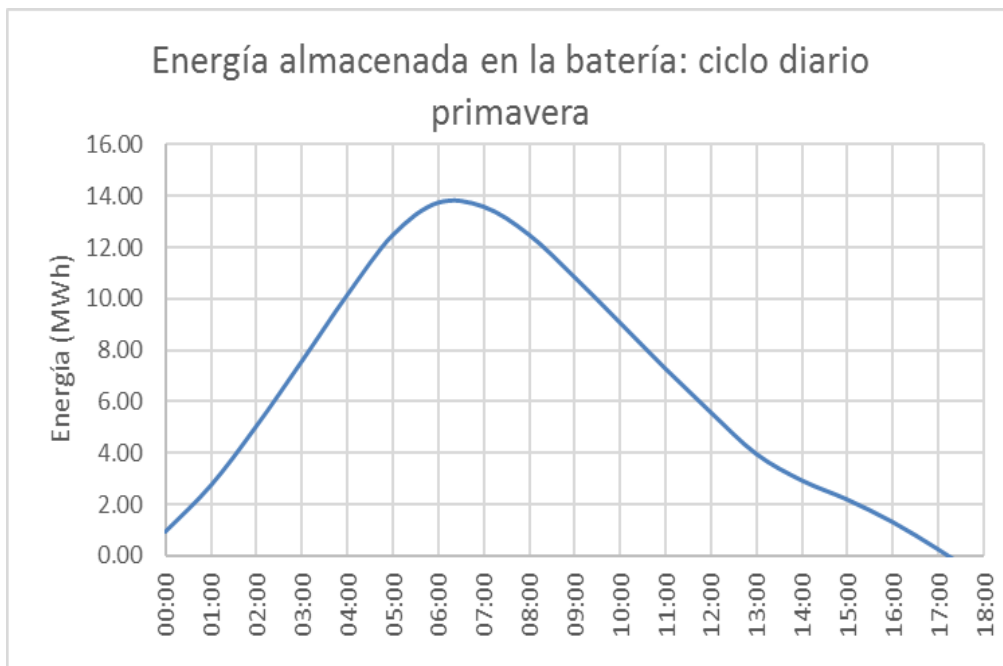


Figura 43. Evolución de la energía almacenada en la semana tipo de primavera: ciclo diario

Por otro lado, en el caso, de invierno, la energía total demandada es de 2,756 GWh, que es superior a los recursos de generación, los cuales son de:

$$E_{semanal\ producida_{cogeneración}} = 17.445,61kW \cdot 0,8 \cdot 24 \frac{horas}{día} \cdot 7días = 2,344\ GWh \quad (21)$$

$$E_{semanal\ producida_{FV\ invierno}} = 3.990 \frac{kWh}{día} \cdot 7días = 27,93\ MWh \quad (22)$$

$$E_{semanal\ producida_{invierno}} = 2,344GW + 0,02793GW = 2,371GWh \quad (23)$$

Al igual que en el caso anterior, el saldo energético es:

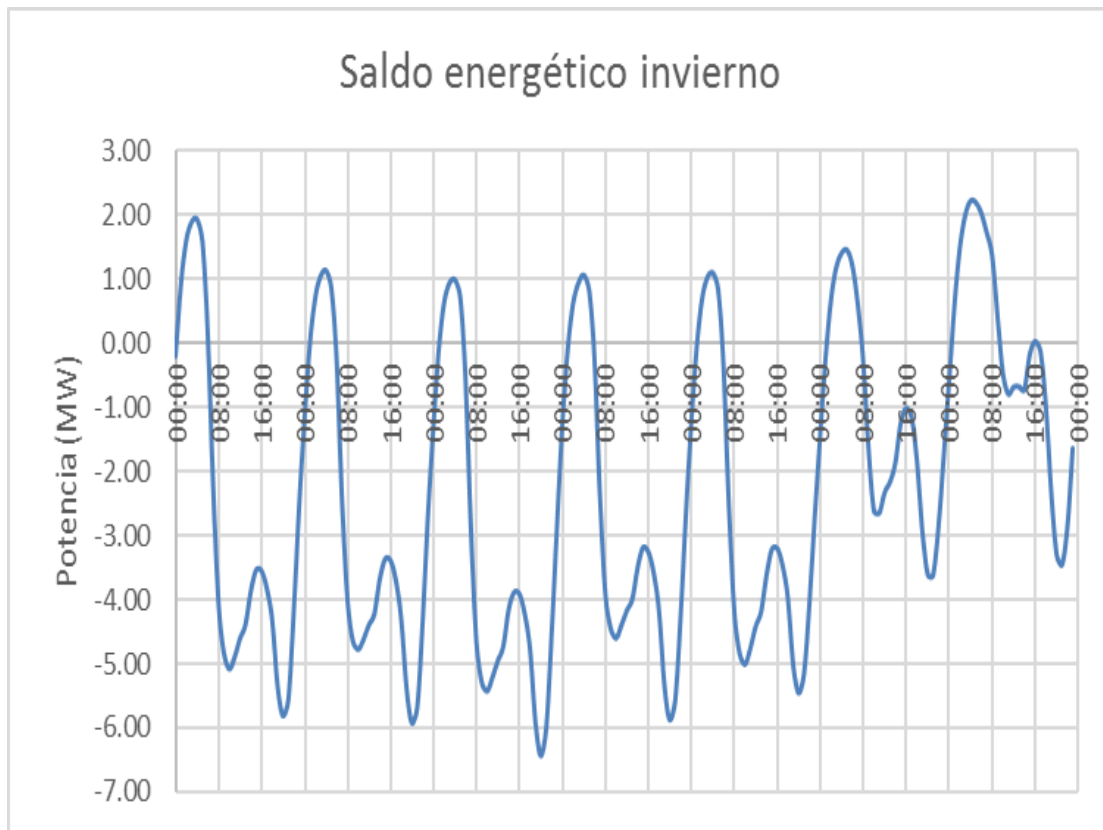


Figura 44. Saldo energético en la semana tipo de invierno

Vemos que, como ocurría en primavera, son muy pocas las horas en las que podemos producir una potencia mayor a la demanda, en concreto de 1-6 horas. Además, no podremos cubrir durante mucho tiempo la demanda con esta energía almacenada, pues la potencia demanda en las horas posteriores son muy superiores a la que podemos generar. Gráficamente, podemos ver la energía almacenada en la batería a continuación:



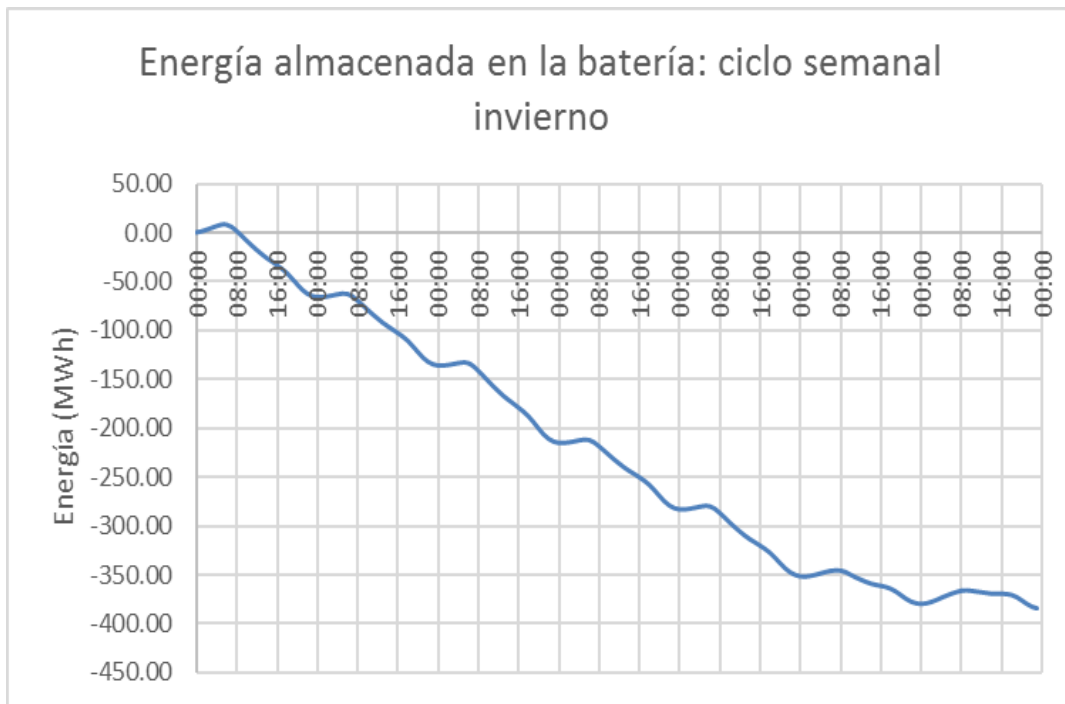


Figura 45. Evolución de la energía almacenada en la semana tipo de invierno: ciclo semanal

Si nos fijamos en el ciclo diario, el tiempo que tenemos aún energía almacenada tenemos:

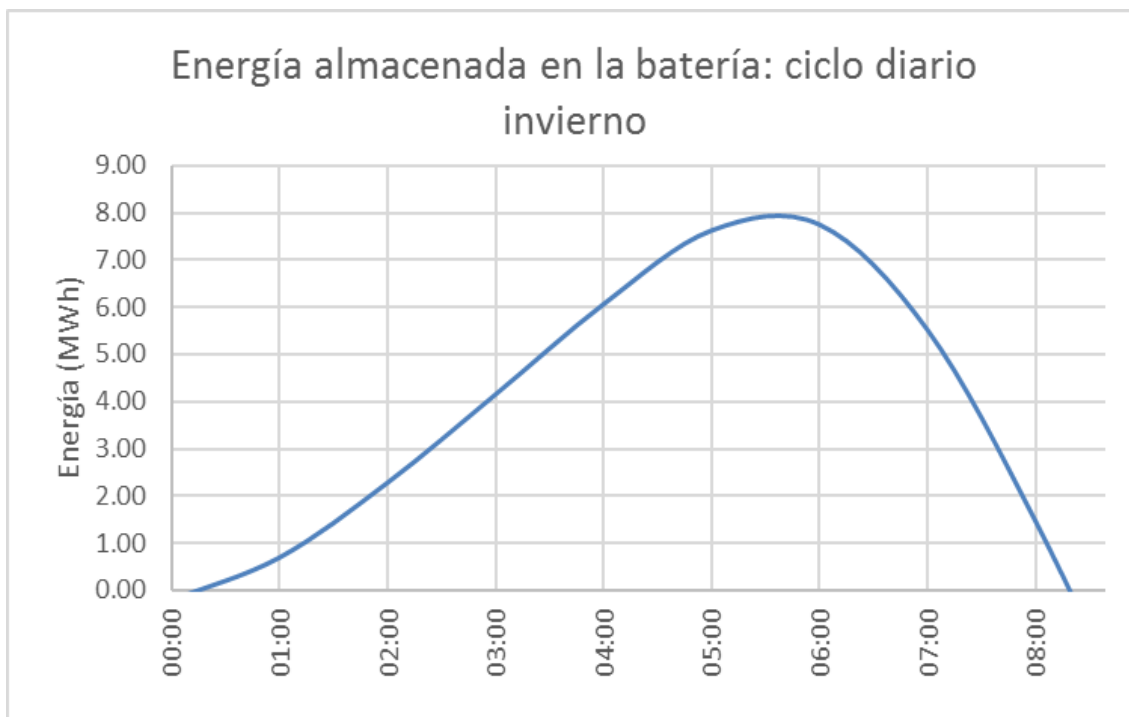


Figura 46. Evolución de la energía almacenada en la semana tipo de invierno: ciclo diario

Vemos que la máxima capacidad necesaria, 14 MWh, es técnicamente imposible, pues con la tecnología actual, no se disponen de baterías para tal energía. Notar que, puesto que los recursos de generación no son suficientes, la máxima capacidad de almacenamiento se da en primavera. Si las instalaciones de generación fueran capaces de cubrir toda la energía de demanda, el ciclo semanal de energía almacenada empezaría y terminaría en cero y, además, tendríamos que para el caso de invierno la capacidad de almacenamiento sería la mayor puesto que la diferencia entre el valor máximo y mínimo de consumo es mayor.

Pero sí que podríamos evaluar el almacenar esta energía en vehículos eléctricos, que es justo lo que estudiaremos a continuación.

#### 4.3.4. El vehículo eléctrico

Como ya hemos ido indicando a lo largo del presente trabajo, el vehículo eléctrico juega un papel importante en el funcionamiento de una Smart City, en concreto de una Smart Grid, y es debido a que la capacidad que tiene éste para almacenar energía y la posibilidad de consumirla después para la conducción, o lo que es más interesante, suministrarla a la red. Como hemos visto en el apartado anterior, con los recursos anteriores, sería técnicamente posible almacenar 14 MWh, para un supuesto de una capacidad de almacenamiento para el vehículo eléctrico de 25 kWh, y que la carga lenta se realiza hasta 6,6kW, pues la rápida puede perjudicar la vida útil de la batería, tenemos que necesitaríamos al menos el siguiente parque de vehículos eléctricos:

$$Núm_{vehículos\ eléctricos} = \frac{E_{total\ a\ almacenar}}{E_{almacena\ vehículo\ eléc}} = 560\ vehículos\ eléctricos \quad (24)$$

Para determinar si éste número de vehículos es una cantidad razonable, podemos estimar el número de turismos en el municipio, haremos uso de los datos facilitados por la DGT <sup>[28]</sup>, los cuales sitúan en 22.024.538 el número de turismos en el parque automovilístico de España. Puesto que como ya hemos introducido anteriormente, el número de personas en España es de 46.449.565 habitantes, y el de Quart de Poblet 25.292 habitantes, podemos estimar el número de vehículos en el municipio como:

$$Núm_{vehículos\ municipi} = Núm_{habitantes\ municipio} \cdot \frac{Núm_{vehículos\ España}}{Núm_{habitantes\ España}} \quad (25)$$

$$Núm_{vehículos\ municipi} = 11.992\ vehículos \quad (26)$$

Éste será el número total de turismos en Quart de Poblet, y comparado con el número de vehículos eléctricos, estos últimos suponen casi un 5% del total, es decir,

uno de cada 20 vehículos debe de ser eléctricos en el municipio para garantizar un funcionamiento constante de los recursos de generación presentes en el municipio. Además, los 11.992 turismos, podría ser un número potencial de vehículos eléctricos que pudieran existir en un futuro, lo que supone una capacidad de almacenamiento potencial de:

$$Cap.almacenamiento = 25kWh \cdot 11992vehículos = 299,8MWh \quad (27)$$

Lo que nos da una referencia de la gran importancia y del potencial que puede llegar a tener el vehículo eléctrico de cara a poder adoptar distintas estrategias en función del precio y de la situación de la red.

Asimismo, aunque técnicamente sea posible almacenar la energía que producimos de más, podemos evaluar económicamente, la diferencia entre el precio de venta y compra que es necesaria para que sea rentable esta transacción. Para que esto, se debe cumplir que:

$$E_{venta} \cdot Precio_{venta} > E_{compra} \cdot Precio_{compra} \quad (28)$$

Además, sabemos que existen estas relaciones entre la energía almacenada, la que suministraremos a la red y la consumida, en la cual ajustamos el valor de consumo específico <sup>[29]</sup> por distancia recorrida:

$$E_{almacenada} = E_{consumida} + E_{suministrada} \quad (29)$$

$$E_{consumida} = Núm_{coches} \cdot \frac{17kWh}{100km} \cdot Distancia(km) \quad (30)$$

Asimismo, tenemos estas otras relaciones:

$$E_{venta} = E_{suministrada} \cdot \eta_{descarga} \quad (31)$$

$$E_{compra} = \frac{E_{almacenada}}{\eta_{carga}} \quad (32)$$

Sustituyendo en la primera ecuación tenemos:

$$E_{suministrada} \cdot \eta_{descarga} \cdot Precio_{venta} > \frac{E_{almacenada}}{\eta_{carga}} \cdot Precio_{compra} \quad (33)$$

$$\frac{E_{suministrada}}{E_{almacenada}} \cdot \eta_{batería} > \frac{Precio_{compra}}{Precio_{venta}} \quad (34)$$

La energía suministrada y almacenada la expresamos como:

$$E_{suministrada} = Núm_{coches} E_{almacenamiento\ batería} - E_{consumida} \quad (35)$$

$$E_{almacenada} = Núm_{coches} E_{almacenamiento\ batería} \cdot f_{disponibilidad}(h) \quad (36)$$

Donde el factor de disponibilidad evalúa cuando es posible almacenar de la red y suministrar a la red, debido a que el vehículo eléctrico estará conectado a ésta. Este factor, lo omitiremos en las relaciones posteriores, y consideraremos que la capacidad de almacenamiento y suministro de energía es nula de 7-9 horas y de 19-21 horas, pues la mayoría de coches no estarán conectados a la red. Notar que, aunque sí que habrá algún coche conectado en estas horas, puesto que su capacidad de almacenamiento será reducida, no se considerarán durante estas horas.

Sustituimos y tenemos:

$$\frac{Núm_{coches} E_{almacenamiento\ batería} - E_{consumida}}{Núm_{coches} E_{almacenamiento\ batería}} \cdot \eta_{batería} > \frac{Precio_{compra}}{Precio_{venta}} \quad (37)$$

$$\frac{35kWh - 0,17 \frac{kWh}{km} \cdot Distancia(km)}{35kWh} \cdot \eta_{batería} > \frac{Precio_{compra}}{Precio_{venta}} \quad (38)$$

La distancia diaria recorrida por conductor se estima en 45,5 km <sup>[30]</sup>:

$$\frac{\text{Precio}_{\text{compra}}}{\text{Precio}_{\text{venta}}} < \frac{35\text{kWh} - 0,17 \frac{\text{kWh}}{\text{km}} \cdot 45,5\text{km}}{35\text{kWh}} \cdot 0,9 \quad (39)$$

$$\frac{\text{Precio}_{\text{compra}}}{\text{Precio}_{\text{venta}}} < 0,7 \quad (40)$$

Tenemos la condición anterior que fija la diferencia entre el precio de compra y el de venta para que sea económicamente rentable. Notar que, si excluimos la energía consumida por el uso de conducción, y consideramos que se cargará para uso propio, fuera de las en las que compramos y vendemos energía, tenemos, la siguiente relación:

$$\frac{\text{Precio}_{\text{compra}}}{\text{Precio}_{\text{venta}}} < \eta_{\text{batería}} \quad (41)$$

$$\frac{\text{Precio}_{\text{compra}}}{\text{Precio}_{\text{venta}}} < 0,9 \quad (42)$$

Además, si la eficiencia de éstas fuera del 100%, el resultado sería que podríamos vender la energía almacenada con un margen mucho más pequeño para obtener beneficios. De hecho, la relación en este caso sería:

$$\frac{\text{Precio}_{\text{compra}}}{\text{Precio}_{\text{venta}}} < 1 \quad (43)$$

Por otro lado, cuanto más energía sea consumida en desplazamientos y estemos casi al final de la vida útil de la batería, el margen necesario será mayor.

A continuación, aplicaremos esto a un caso concreto, el 21 de enero del 2015, pues como hemos visto es donde la diferencia entre el máximo y el mínimo consumo en estos meses es mayor, y cogemos el 21 pues está en medio de la semana y no está influido por lo tanto por el fin de semana. Obtenemos los precios del mercado diario a partir de la página web de OMIE <sup>[31]</sup>, y tenemos la siguiente curva de precios, con los límites a partir de los cuales, es rentable económicamente comprar y vender energía:

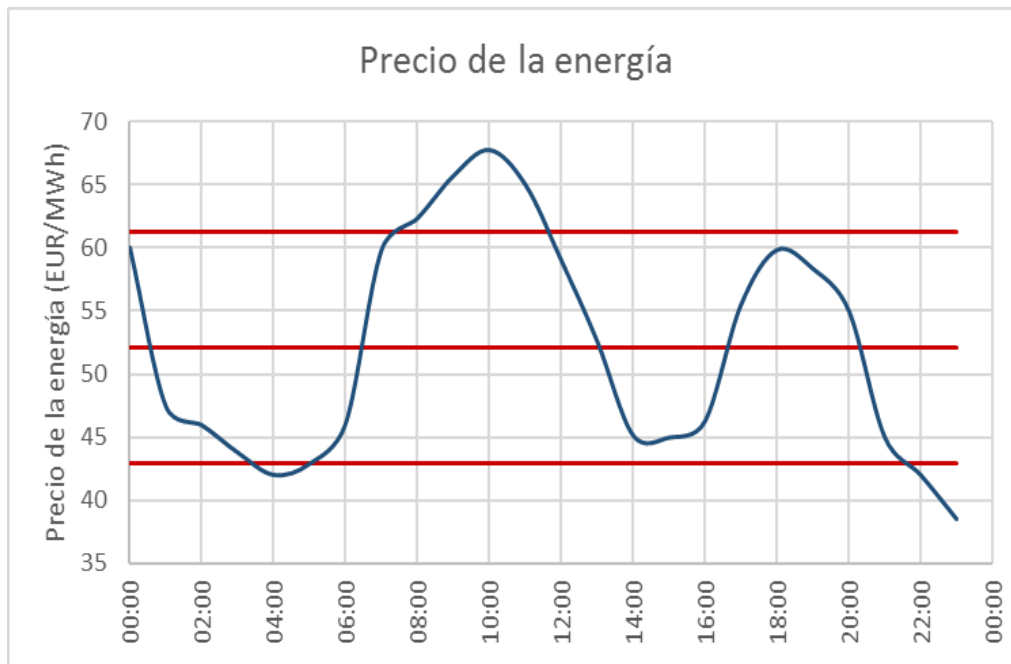


Figura 47. Curva de precio marginal en el sistema español para el 21/01/2015

Si, además, no tenemos en cuenta la energía consumida por el usuario tenemos:

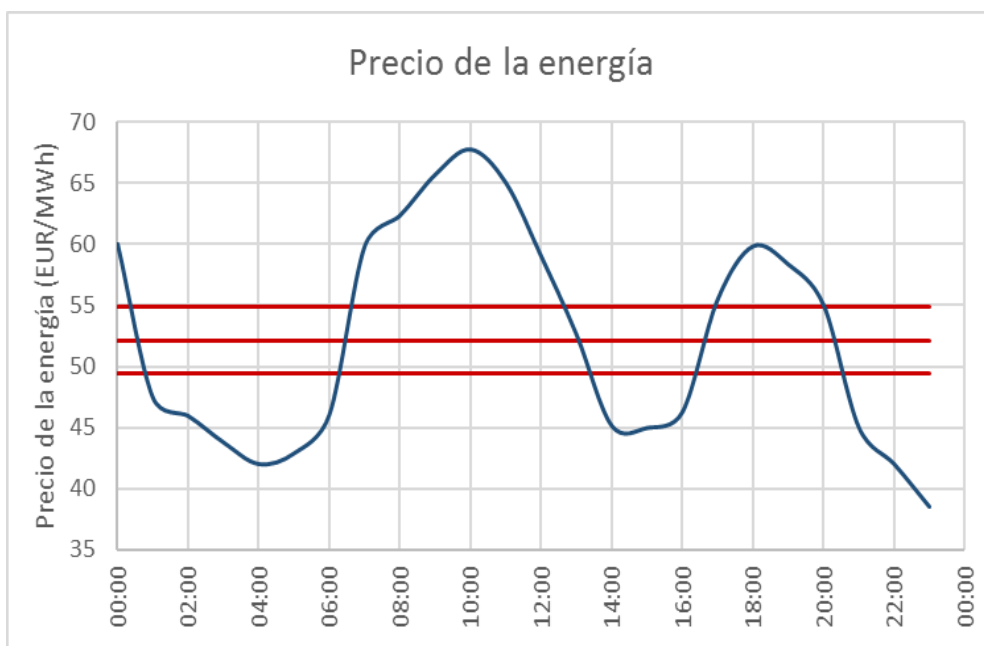


Figura 48. Curva de precio marginal en el sistema español para el 21/01/2015

Como podemos ver, en este último, los límites son mucho más acotados, lo que nos da una mayor capacidad de decisión. Ordenando los precios de mayor a menor tenemos y viceversa, excluyendo las horas en las cuales, la mayoría de usuarios no estarán conectados a la red, tenemos:

Tabla 6. Transacciones

| Transacción | Precios máximos (venta)<br>(EUR/MWh) | Precios mínimos<br>(compra) (EUR/MWh) |
|-------------|--------------------------------------|---------------------------------------|
| 1           | 67.75                                | 38.5                                  |
| 2           | 65.01                                | 42                                    |
| 3           | 60.01                                | 42                                    |
| 4           | 59.82                                | 42.88                                 |
| 5           | 59.01                                | 43.77                                 |
| 6           | 55.47                                | 44.95                                 |

Los beneficios para un propietario en particular serían:

$$Beneficio = 6,6 \frac{kWh}{vehículo} \cdot \frac{0,001MWh}{kWh} \cdot \frac{(67,75+65,01+60,01+59,82+59,01+55,47-38,5-42-42-42,88-43,77-44,95)EUR}{MWh} = 0.75 EUR \quad (44)$$

El beneficio obtenido por el propietario es muy pequeño, debido a la relativa pequeña diferencia de precios que existe en España.

En el cálculo anterior no se ha tenido en cuenta la energía necesaria para desplazarse, pues disponemos de muchas más horas al día para cargar.

Por último, notar que este ejemplo es para el caso de un propietario de un coche eléctrico, y su efecto en el precio de la energía y en la curva de consumo es casi nulo. Pero si sumamos a todos los propietarios de un coche eléctrico, el resultado sería que tendríamos una curva de la demanda casi recta y, por ende, unos precios de la energía casi constantes.

## 5. Evaluación económica a través del simulador Homer Energy

Para la realización del siguiente capítulo, se ha tomado como referencia el documento: *Integration of renewable energy in microgrids coordinated with demand response resources: Economic evaluation of biomass gasification plant by Homer Simulator* <sup>[32]</sup>.

En el punto anterior se ha definido el escenario actual en el que se encuentra Quart de Poblet. En este apartado estudiaremos esta situación y realizaremos una evaluación técnica, económica y medioambiental para determinar qué tan bueno es esta solución.

A parte de esta evaluación, estudiaremos una situación, igual a la real, pero incluyendo recursos eólicos de generación, e igualmente lo analizaremos.

Como ya hemos visto en el punto anterior, el municipio cuenta con recursos de cogeneración y solar únicamente para la producción de energía eléctrica. Además, el recurso de cogeneración es claramente superior a las instalaciones fotovoltaicas existentes. En cualquier caso, del inventario realizado anteriormente vimos que contábamos con los siguientes productores, según los códigos normativos:

Tabla 7. Recursos de generación por códigos normativos

|   |                                      |           |
|---|--------------------------------------|-----------|
| <b>Cogeneración. Combustible:<br/>Gas Natural</b>                         | <b>Potencia total instalada (kW)</b> | 12.165,61 |
|   | <b>Número de equipos</b>             | 4         |
| <b>Cogeneración. Combustible:<br/>Carbón o Derivados del<br/>petróleo</b> | <b>Potencia total instalada (kW)</b> | 5.280     |
|   | <b>Número de equipos</b>             | 1         |
| <b>Instalaciones FV</b>   | <b>Potencia total instalada (kW)</b> | 2.245,25  |
|   | <b>Número de instalaciones</b>       | 31        |

Para la realización de ésta evaluación con el programa Homer Energy definiremos una serie de escenarios a simular:

- Escenario 1: Éste será el escenario base con el cual compararemos el resto de escenarios. En este caso, la totalidad de la carga será cubierta con la red eléctrica, se considerará entonces que no se disponen recursos de generación en el municipio.
- Escenario 2: En este nuevo escenario, incluiremos los recursos de cogeneración, tanto los que utilizan gas natural como combustible, como los que consumen diésel.
- Escenario 3: En este escenario, añadiremos los recursos fotovoltaicos de generación.
- Escenario 4: En este último escenario, incluiremos un nuevo recurso de generación, que será la eólica.



Por otro lado, conviene describir el análisis económico que simula el programa para comprender los resultados. Así pues, las variables económicas más importantes facilitadas para cada simulación son las siguientes:

- Coste capital inicial.
- Coste capital anual.
- Costes anuales por reemplazo.
- Costes de operación y mantenimiento para cada componente del sistema.
- Coste del combustible.
- Costes totales anuales.

Asimismo, el programa también proporciona el coste actual neto (net present cost (NPC)), que es la variable económica principal que podemos obtener del programa, pues es con la que podremos determinar qué tan bueno es un escenario con respecto a otro.

El NPC es calculado como:

$$NPC = \frac{\sum C_{an\ toto}}{CRF(R_{proj})} \quad (45)$$

Donde:

- $C_{an\ tot}$  es el coste total anual (€/año)
- CRF es el factor de recuperación del capital (año)
- $R_{proj}$  es la vida útil del proyecto (año)

El CRF es un ratio usado para calcular el valor presente de una anualidad y lo podemos obtener de la siguiente expresión:

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (46)$$

Donde:

- $i$  es la tasa de interés
- $N$  es el número de años considerado para recuperar la inversión.

Una vez definido esto, el primer paso a realizar para evaluar económicamente este escenario, será, por lo tanto, determinar el coste total de cada unidad de generación.

Puesto que los equipos de cogeneración y las instalaciones fotovoltaicas ya están presentes en el municipio, no consideraremos los costes de la inversión de éstos, y únicamente valoraremos los costes variables y los de operación y mantenimiento.

Para abordar este problema, haremos uso de los siguientes datos de la EIA <sup>[33]</sup>:

Table 1. Updated estimates of power plant capital and operating costs

|                                  | Plant Characteristics |                     | Plant Costs (2012\$)           |                           |                            |            |
|----------------------------------|-----------------------|---------------------|--------------------------------|---------------------------|----------------------------|------------|
|                                  | Nominal Capacity (MW) | Heat Rate (Btu/kWh) | Overnight Capital Cost (\$/kW) | Fixed O&M Cost (\$/kW-yr) | Variable O&M Cost (\$/MWh) | NEMS Input |
| <b>Coal</b>                      |                       |                     |                                |                           |                            |            |
| Single Unit Advanced PC          | 650                   | 8,800               | \$3,246                        | \$37.80                   | \$4.47                     | N          |
| Dual Unit Advanced PC            | 1,300                 | 8,800               | \$2,934                        | \$31.18                   | \$4.47                     | Y          |
| Single Unit Advanced PC with CCS | 650                   | 12,000              | \$5,227                        | \$80.53                   | \$9.51                     | Y          |
| Dual Unit Advanced PC with CCS   | 1,300                 | 12,000              | \$4,724                        | \$66.43                   | \$9.51                     | N          |
| Single Unit IGCC                 | 600                   | 8,700               | \$4,400                        | \$62.25                   | \$7.22                     | N          |
| Dual Unit IGCC                   | 1,200                 | 8,700               | \$3,784                        | \$51.39                   | \$7.22                     | Y          |
| Single Unit IGCC with CCS        | 520                   | 10,700              | \$6,599                        | \$72.83                   | \$8.45                     | N          |
| <b>Natural Gas</b>               |                       |                     |                                |                           |                            |            |
| Conventional CC                  | 620                   | 7,050               | \$917                          | \$13.17                   | \$3.60                     | Y          |
| Advanced CC                      | 400                   | 6,430               | \$1,023                        | \$15.37                   | \$3.27                     | Y          |
| Advanced CC with CCS             | 340                   | 7,525               | \$2,095                        | \$31.79                   | \$6.78                     | Y          |
| Conventional CT                  | 85                    | 10,850              | \$973                          | \$7.34                    | \$15.45                    | Y          |
| Advanced CT                      | 210                   | 9,750               | \$676                          | \$7.04                    | \$10.37                    | Y          |
| Fuel Cells                       | 10                    | 9,500               | \$7,108                        | \$0.00                    | \$43.00                    | Y          |
| <b>Uranium</b>                   |                       |                     |                                |                           |                            |            |
| Dual Unit Nuclear                | 2,234                 | N/A                 | \$5,530                        | \$93.28                   | \$2.14                     | Y          |
| <b>Biomass</b>                   |                       |                     |                                |                           |                            |            |
| Biomass CC                       | 20                    | 12,350              | \$8,180                        | \$356.07                  | \$17.49                    | N          |
| Biomass BFB                      | 50                    | 13,500              | \$4,114                        | \$105.63                  | \$5.26                     | Y          |
| <b>Wind</b>                      |                       |                     |                                |                           |                            |            |
| Onshore Wind                     | 100                   | N/A                 | \$2,213                        | \$39.55                   | \$0.00                     | Y          |
| Offshore Wind                    | 400                   | N/A                 | \$6,230                        | \$74.00                   | \$0.00                     | Y          |
| <b>Solar</b>                     |                       |                     |                                |                           |                            |            |
| Solar Thermal                    | 100                   | N/A                 | \$5,067                        | \$67.26                   | \$0.00                     | Y          |
| Photovoltaic                     | 20                    | N/A                 | \$4,183                        | \$27.75                   | \$0.00                     | N          |
| Photovoltaic                     | 150                   | N/A                 | \$3,873                        | \$24.69                   | \$0.00                     | Y          |
| <b>Geothermal</b>                |                       |                     |                                |                           |                            |            |
| Geothermal – Dual Flash          | 50                    | N/A                 | \$6,243                        | \$132.00                  | \$0.00                     | N          |
| Geothermal – Binary              | 50                    | N/A                 | \$4,362                        | \$100.00                  | \$0.00                     | N          |
| <b>Municipal Solid Waste</b>     |                       |                     |                                |                           |                            |            |
| Municipal Solid Waste            | 50                    | 18,000              | \$8,312                        | \$392.82                  | \$8.75                     | N          |
| <b>Hydroelectric</b>             |                       |                     |                                |                           |                            |            |
| Conventional Hydroelectric       | 500                   | N/A                 | \$2,936                        | \$14.13                   | \$0.00                     | N          |
| Pumped Storage                   | 250                   | N/A                 | \$5,288                        | \$18.00                   | \$0.00                     | N          |

Figura 49. Tabla de costes

Así pues, nos fijamos en los costes de los distintos recursos que nos interesan:

Para el caso de cogeneración con gas natural como combustible, supondremos que se trata de una turbina de gas. Que esquemáticamente podemos representar como:

## Sistemas de cogeneración – Turbina de gas

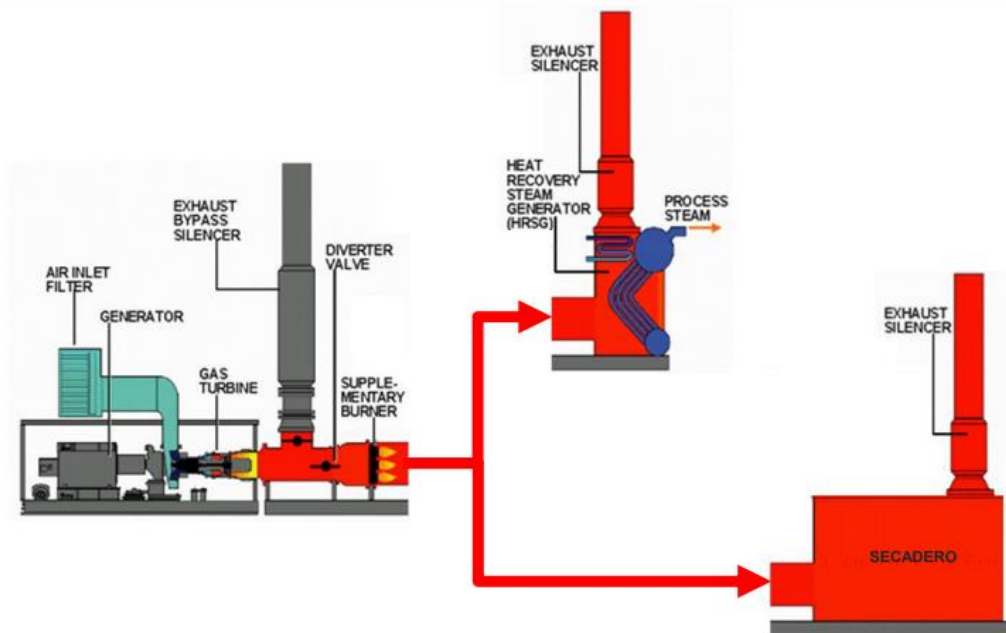


Figura 50. Esquema de una turbina de gas

El funcionamiento de esta instalación consiste en una turbina de gas que es movida por los gases de la combustión para la producción de energía eléctrica. Por otro lado, los gases de la combustión son aprovechados para otros usos como el secado en una industria azulejera, por ejemplo, o para calefacción.

Puesto que este tipo de instalación no está presente en la tabla de costes por tecnología, tomaremos como referencia los valores de costes por defecto en el programa seleccionando equipos cuyas potencias sean del mismo orden de magnitud que en la actualidad.

Para los equipos de cogeneración con carbón como combustible, pasa igual que en el caso anterior, no tenemos ratios de costes para este tipo de instalación, tomaremos los datos por defecto de un equipo con una potencia del mismo orden de magnitud.

Para las instalaciones fotovoltaicas, tenemos los siguientes datos que podemos introducir en el programa:

- Coste capital: 4.183 \$/kW
- Costes fijos de operación y mantenimiento: 27,75 \$/kW-año
- Costes variables: 0 \$/MWh

Por último, para el parque eólico tenemos los siguientes ratios:

- Coste capital: 2.213 \$/kW
- Costes fijos de operación y mantenimiento: 39,55 \$/kW-año
- Costes variables: 0 \$/MWh

Se tomarán aerogeneradores de 1.500 kW de potencia, que es una potencia considerable para un aerogenerador, pues al ser la demanda en torno a 15 MW, tenemos aún mucho que cubrir con la generación, y podremos evaluar el instalar una serie de aerogeneradores en el municipio con esta potencia.

Notar que para el caso de la fotovoltaica y para la eólica, los costes variables son cero puesto que los recursos que consumen son gratis.

Ya con estos ratios, calculamos los costes de cada instalación:

Tabla 8. Costes de la instalación fotovoltaica

| Instalación FV | Potencia (kW) | Coste capital (\$) | Costes fijos (\$/año) | Costes variables (\$/h) |
|----------------|---------------|--------------------|-----------------------|-------------------------|
|                | 2.245,25      | 9.391.880,75       | 62.305,69             | 0                       |

Tabla 9. Costes de la instalación eólica

| Instalación Eólica | Potencia (kW) | Coste capital (\$) | Costes fijos (\$/año) | Costes variables (\$/h) |
|--------------------|---------------|--------------------|-----------------------|-------------------------|
|                    | 1.500         | 3319500            | 59325                 | 0                       |

Además, para la simulación, debemos estimar la vida útil de las instalaciones. Ésta la podemos obtener a partir de informes de la CNMC <sup>[34]</sup> como vemos en la siguiente tabla:

| CATEGORÍA | GRUPO                    | SUBGRUPO             | AÑOS VIDA ÚTIL (Legislación anterior)* | AÑOS VIDA ÚTIL (Propuesta) |
|-----------|--------------------------|----------------------|--|----------------------------|
| a)        | a.1                      | a.1.1, a.1.2 y a.1.3 | 15                                     | 20                         |
|           | a.2                      |                      | 15                                     | 20                         |
| b)        | b.1                      | b.1.1                | 30                                     | 30                         |
|           |                          | b.1.2                | 25                                     | 25                         |
|           | b.2                      | b.2.1                | 20                                     | 20                         |
|           | b.3                      |                      | 20                                     | 20                         |
|           | b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8 |                      | 25                                     | 25                         |
| c)        | c.1, c.2 y c.3           |                      | 15                                     | 25                         |

\*Años durante los que era de aplicación la máxima retribución prevista

Figura 51. Años de vida útil por tecnología

Así pues, para ambas instalaciones de cogeneración tenemos 20 años de vida útil, para las instalaciones fotovoltaicas 30 años, y para la eólica son igualmente otros 20 años, con lo que tomaremos como años de vida útil del proyecto unos 15 años pues

las instalaciones FV y equipos de cogeneración ya llevan un tiempo en funcionamiento y supondremos que ya llevan entre 5 y 10 años instalados.

Por último, para comparar la demanda que cubrimos en cada escenario, cogeremos dos semanas para verlo en detalle, una de invierno y otra de primavera.

5.1. Escenario 1: Abastecimiento a través de la red

El caso base se puede resumir en el siguiente esquema:

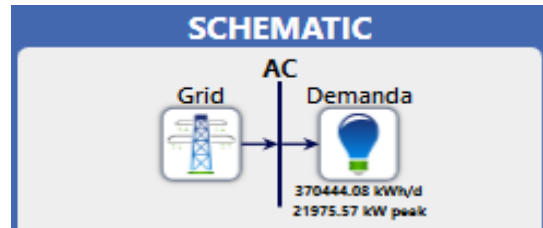


Figura 52. Esquema del Escenario 1

Para la realización de la simulación, se ha estimado el precio de la red a partir del precio final facilitado por el operador del mercado, al cual se ha añadido las restricciones técnicas, los costes por capacidad y el impuesto eléctrico, estimándose un valor para el precio de la energía de 0,15 €/kWh. Se obtiene así lo siguiente:

Tabla 10. Resultados económicos del Escenario 1

|             | Capital inicial<br>€ | Coste de<br>operación € | NPC € |
|-------------|----------------------|-------------------------|-------|
| Escenario 1 | 0                    | 20,3 M                  | 262 M |

5.2. Escenario 2: Abastecimiento a través de los equipos de cogeneración y de la red

Este caso, se puede representar esquemáticamente como:

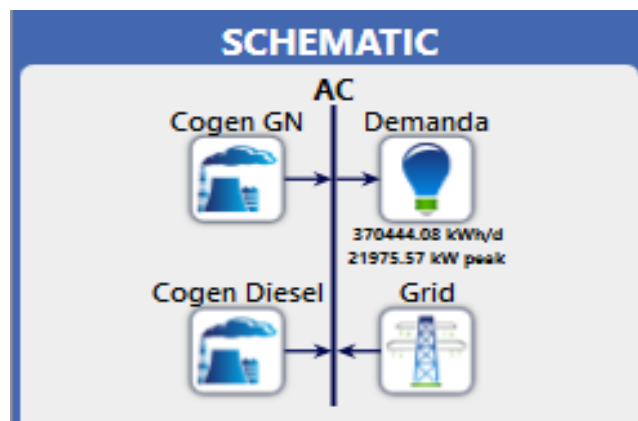


Figura 53. Esquema del Escenario 2

Donde los costes del combustible los obtenemos a partir de los datos del ministerio de industria, energía y turismo <sup>[35]</sup>.

Las variables obtenidas de este escenario son, dejando los costes por defecto de los equipos:

Tabla 11. Resultados económicos del Escenario 2 (I)

|                    | Capital inicial<br>€ | Coste de<br>operación € | NPC € |
|--------------------|----------------------|-------------------------|-------|
| <b>Escenario 2</b> | 0                    | 14,6 M                  | 188 M |

Y las variables obtenidas para cada equipo es:

Tabla 12. Resultados económicos del Escenario 2 (II)

|                            | Horas de<br>funcionamiento | Producción<br>(GWh) | Coste de<br>O&M (€) | Coste<br>combustible<br>(€) |
|----------------------------|----------------------------|---------------------|---------------------|-----------------------------|
| <b>Cogeneración GN</b>     | 8.225                      | 92,43               | 3.001.864           | 4.730.976                   |
| <b>Cogeneración Carbón</b> | 6.747                      | 35,62               | 1.068.725           | 441.129                     |
| <b>Red</b>                 |                            | 7,15                |                     |                             |

Vemos con respecto al caso base, que hemos reducido el coste actual neto del sistema, luego esta solución es más económica a la anterior, siendo más rentable este escenario.

Gráficamente, estamos cubriendo la siguiente parte de la demanda:

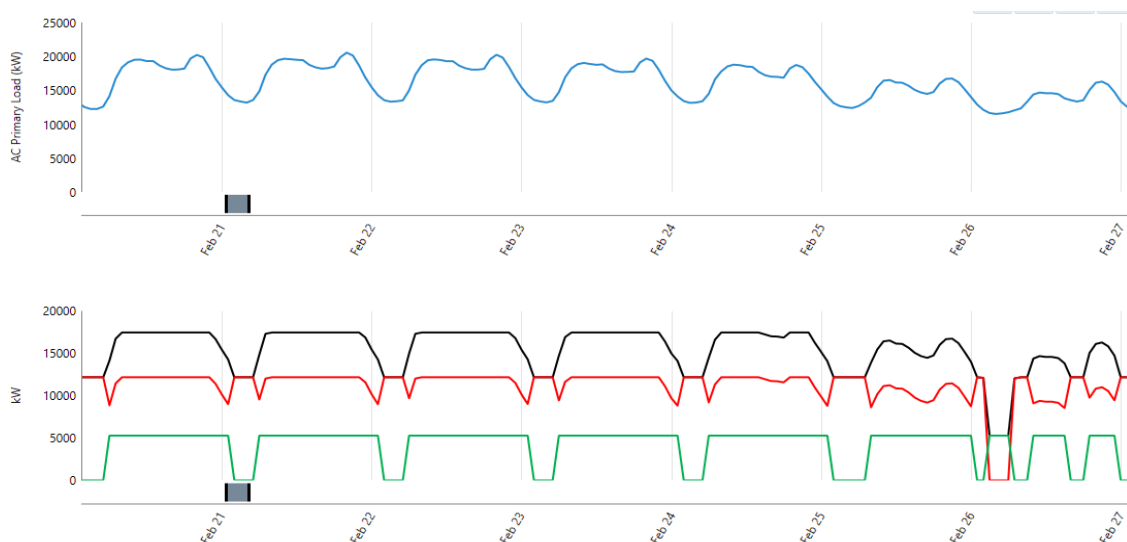


Figura 54. Curvas de generación y demanda invierno

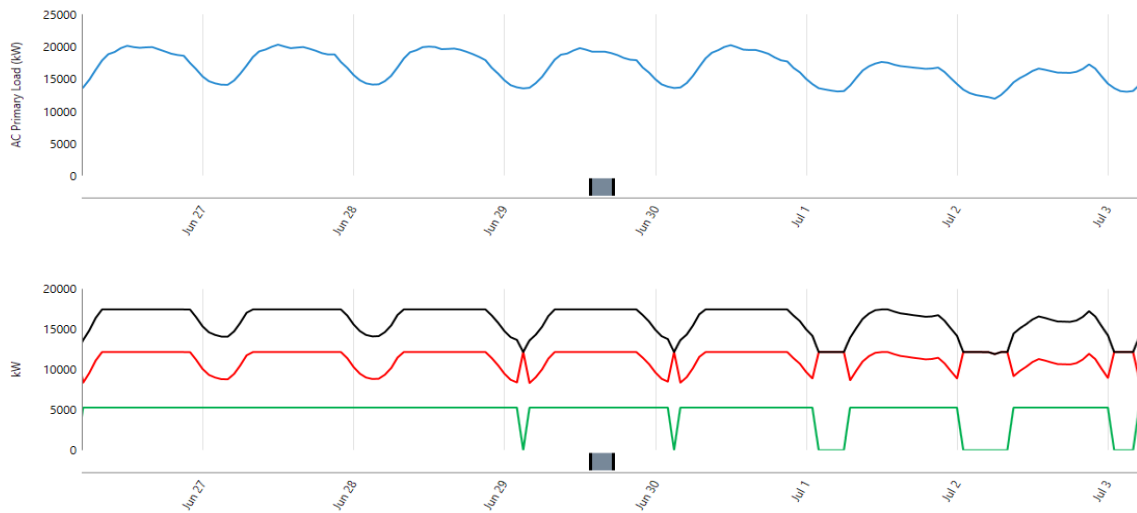


Figura 55. Curvas de generación y demanda primavera

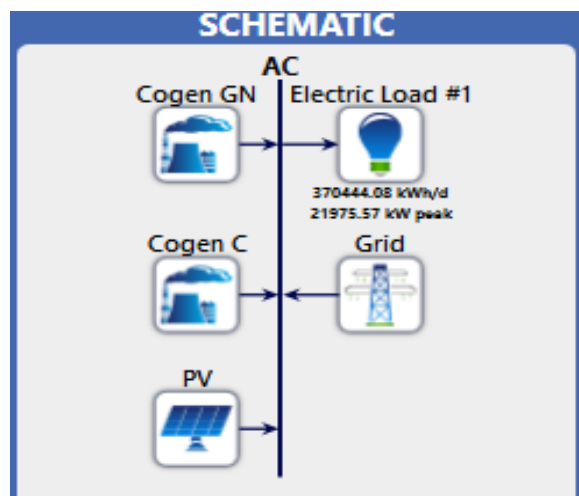
Donde se representa:

- En azul la demanda de energía.
- En rojo la generación con el equipo de gas natural.
- En verde la generación con el equipo de carbón.
- En negro la suma de las potencias generadas.

Podemos observar cómo, debido a que en invierno el consumo en valle es menor, se producen más paradas de los equipos de cogeneración, lo que aumenta el coste de operación.

### 5.3. Escenario 3: Abastecimiento a través de los equipos de cogeneración, instalaciones FV y de la red

Este nuevo escenario lo podemos representar como:



Figuro 56. Esquema del Escenario 3

Las variables obtenidas de este escenario son, introduciendo los costes antes calculados:

Tabla 13. Resultados económicos del Escenario 3 (I)

|                    | Capital inicial<br>€ | Coste de<br>operación € | NPC € |
|--------------------|----------------------|-------------------------|-------|
| <b>Escenario 3</b> | 0                    | 14,3 M                  | 185 M |

Y las variables obtenidas para cada equipo es:

Tabla 14. Resultados económicos del Escenario 3 (II)

|                            | Horas de<br>funcionamiento | Producción<br>(GWh) | Coste de<br>O&M (€) | Coste<br>combustible<br>(€) |
|----------------------------|----------------------------|---------------------|---------------------|-----------------------------|
| <b>Cogeneración GN</b>     | 8.132                      | 90,21               | 2.967.922           | 4.620.476                   |
| <b>Cogeneración Carbón</b> | 6.565                      | 34,66               | 1.039.896           | 429.230                     |
| <b>Instalación FV</b>      |                            | 3,49                |                     |                             |
| <b>Red</b>                 |                            | 6,85                |                     |                             |

Comparando este escenario con el anterior, vemos como los costes del sistema han disminuido, y cómo ahora consumimos menos de la red.

Gráficamente, estamos cubriendo la siguiente parte de la demanda:

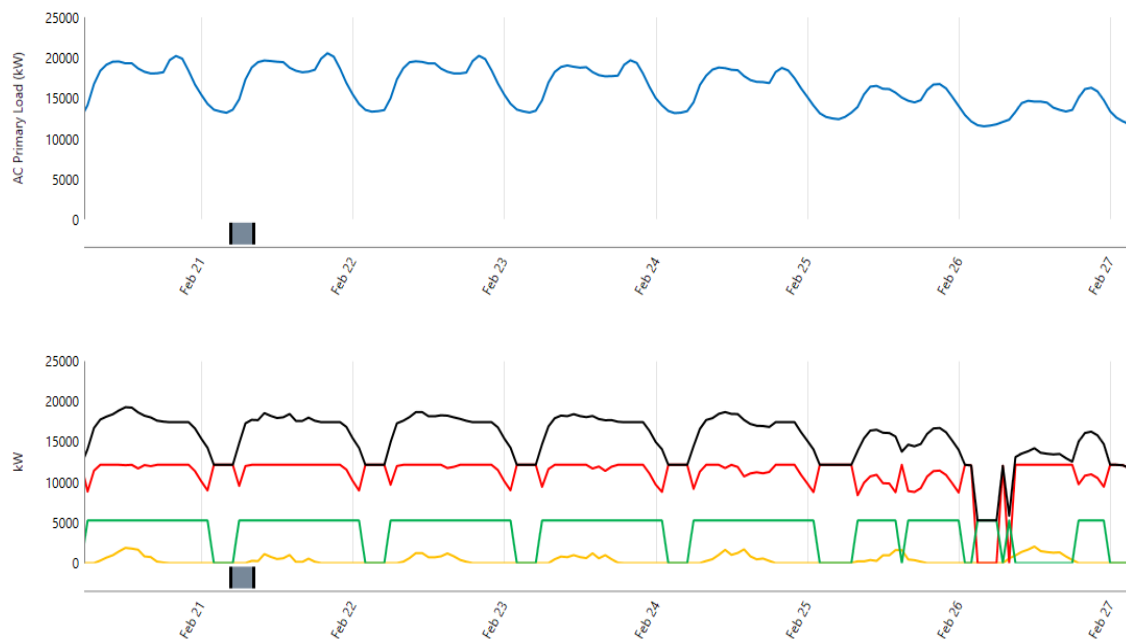


Figura 57. Curvas de generación y demanda invierno



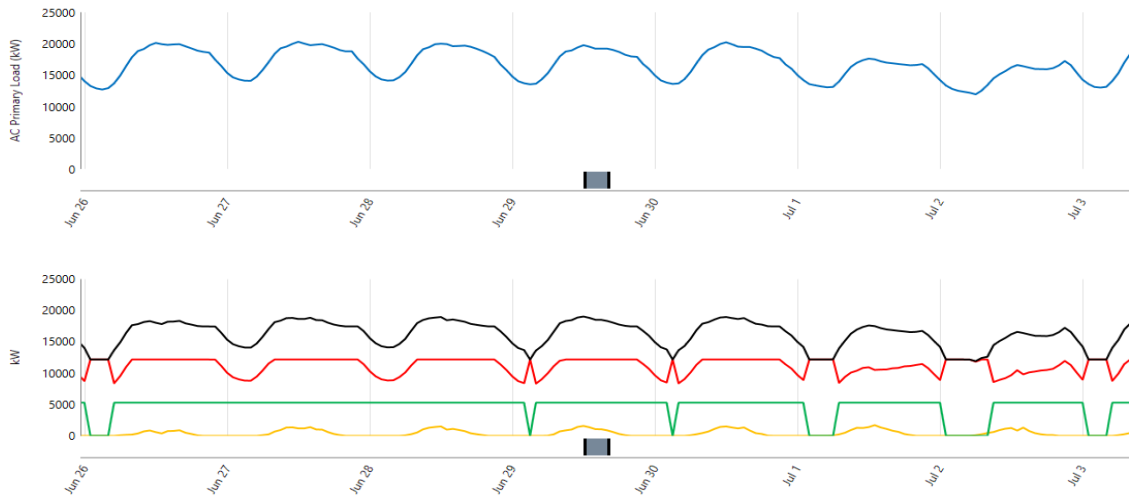


Figura 58. Curvas de generación y demanda primavera

Donde se representa:

- En azul la demanda de energía.
- En rojo la generación con el equipo de gas natural.
- En verde la generación con el equipo de carbón.
- En amarillo la generación con la fotovoltaica.
- En negro la suma de las potencias generadas.

Podemos observar que claramente no podemos cubrir la totalidad de la demanda con los recursos de generación disponibles en el municipio. Por otro lado, vemos que son los equipos de gas natural los que regulan y se adapta a las variaciones de la demanda. Esto lo podemos ver sobre todo en invierno, donde el equipo de cogeneración de gas natural tiene una mayor variación en su producción. Esto es debido los equipos de cogeneración de gas natural resulta ser más caro que el de carbón.

5.4. Escenario 4: Abastecimiento a través de los equipos de cogeneración, instalaciones FV, parque eólico y de la red

Este nuevo escenario lo podemos representar como:

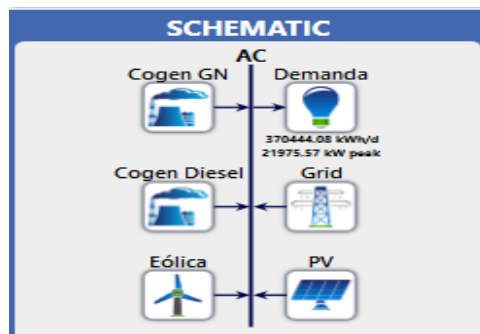


Figura 59. Esquema del Escenario 4

Las variables obtenidas de este escenario son, introduciendo los costes antes calculados:

Tabla 15. Resultados económicos del Escenario 4 (I)

|                    | Capital inicial<br>€ | Coste de<br>operación € | NPC € |
|--------------------|----------------------|-------------------------|-------|
| <b>Escenario 4</b> | 13,3 M               | 12,8 M                  | 178 M |

Y las variables obtenidas para cada equipo es:

Tabla 16. Resultados económicos del Escenario 4 (II)

|                            | Horas de<br>funcionamiento | Producción<br>(GWh) | Coste de<br>O&M (€) | Coste<br>combustible<br>(€) |
|----------------------------|----------------------------|---------------------|---------------------|-----------------------------|
| <b>Cogeneración GN</b>     | 6.254                      | 68,67               | 2.282.512           | 3.519.604                   |
| <b>Cogeneración Carbón</b> | 6.491                      | 34,05               | 1.028.174           | 421.693                     |
| <b>Instalación FV</b>      |                            | 3,49                |                     |                             |
| <b>Eolica</b>              |                            | 16,8                | 13.278.000          |                             |
| <b>Red</b>                 |                            | 12,2                |                     |                             |

Donde realizando simulaciones con el programa, se ha llegado a que el número óptimo de aerogeneradores es 9, pues es el que minimiza los costes netos actuales. Vemos además que, el coste de este escenario es inferior al de los casos anteriores.

Gráficamente, estamos cubriendo la siguiente parte de la demanda:

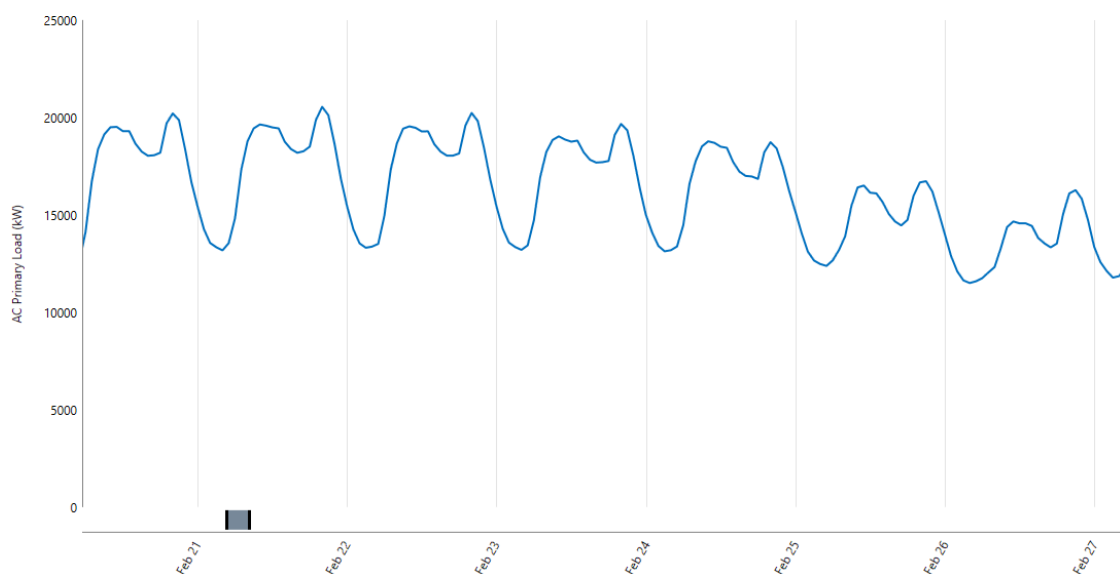


Figura 60. Curva de demanda invierno

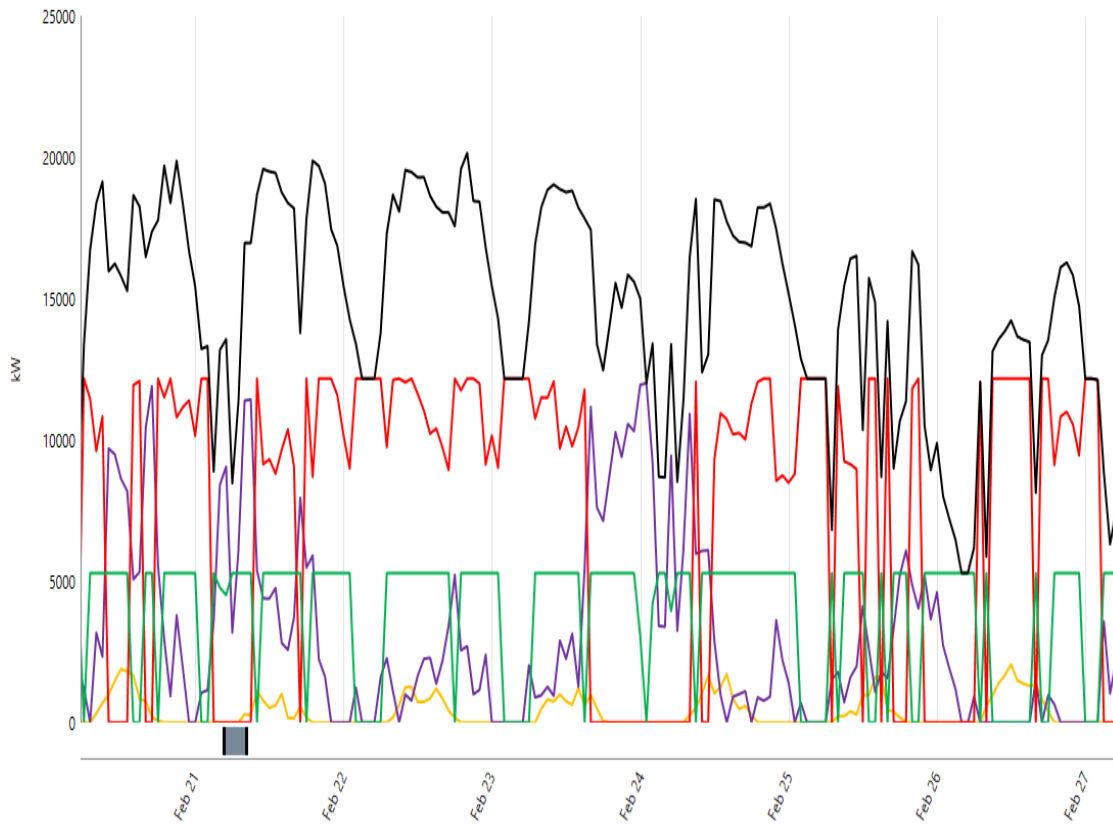


Figura 61. Curvas de generación invierno

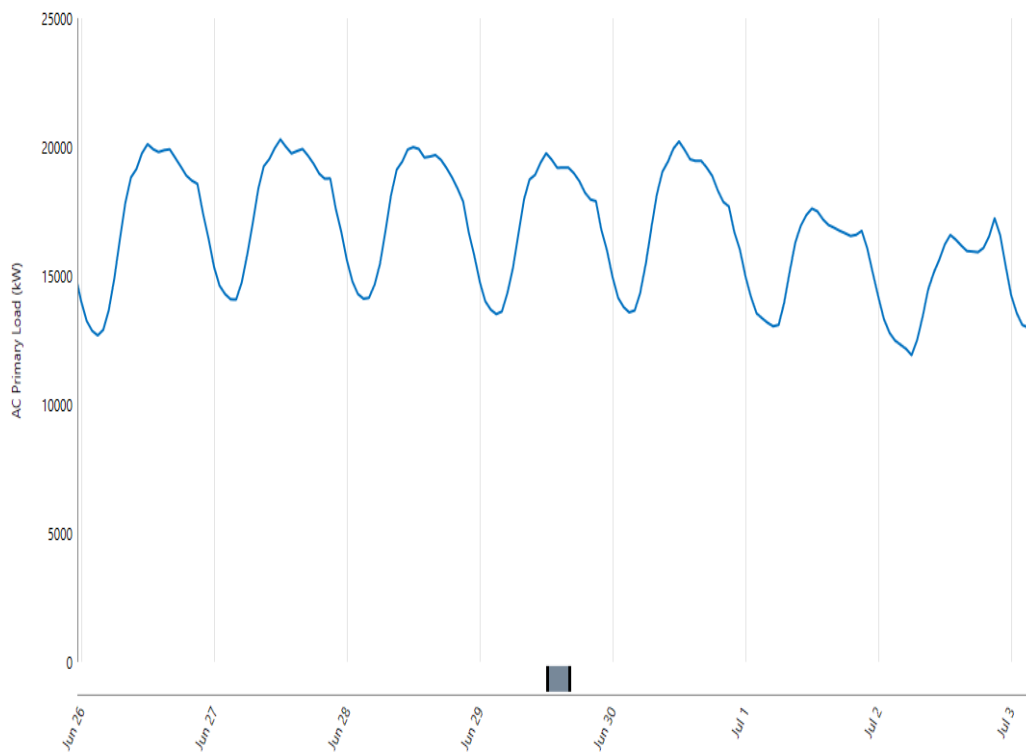


Figura 62. Curva de demanda primavera

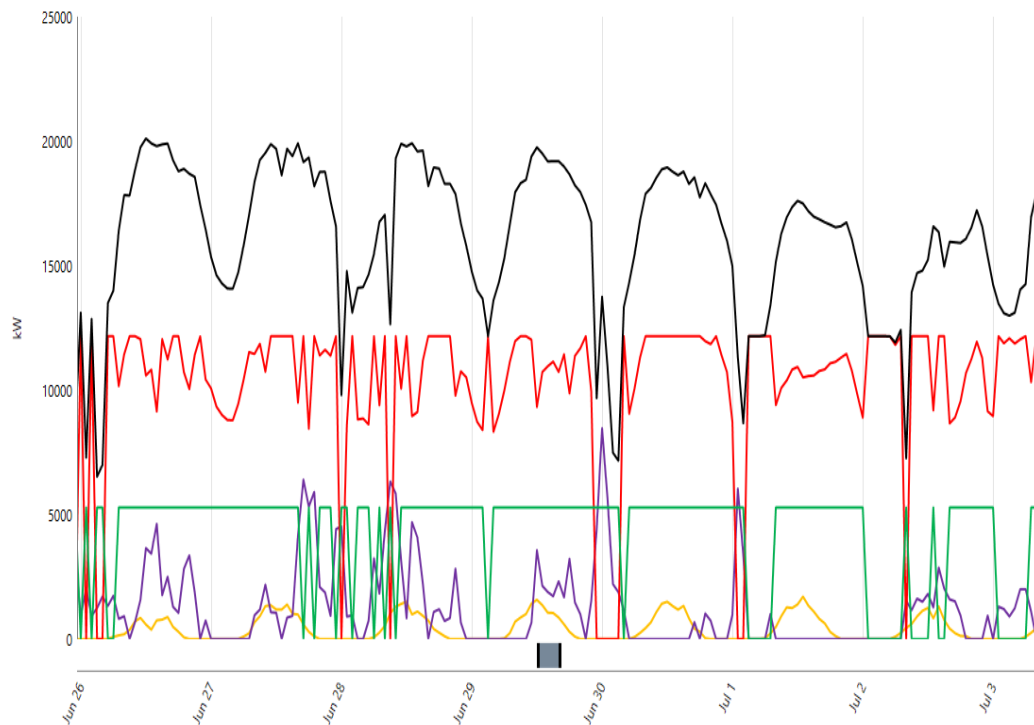


Figura 63. Curva de generación primavera

Donde se representa:

- En azul la demanda de energía.
- En rojo la generación con el equipo de gas natural.
- En verde la generación con el equipo de carbón.
- En amarillo la generación con la fotovoltaica.
- En morado la generación con el parque eólico.
- En negro la suma de las potencias generadas.

Vemos que en este caso, debido a que gran parte de los recursos de generación son de origen renovable, los cuales no son gestionables, la producción de los equipos de cogeneración es muy variable. Esto pone en relevancia la necesidad de equipos de almacenamiento cuando los recursos renovables representan un porcentaje elevado de la potencia total instalada.

## 6. Conclusiones

Durante la realización del presente trabajo se ha comprobado que el municipio de Quart de Poblet ha venido desarrollando políticas para que su ayuntamiento sea más abierto y participativo, siendo éste un punto importante a la hora de desarrollar una estructura basada en el modelo de ciudad inteligente. Sin embargo, el nivel de desarrollo de esta arquitectura en cuanto a las infraestructuras necesarias no ha sido significativo debido, principalmente, a que los fondos con los que cuenta el municipio son limitados. No obstante, en los últimos tiempos se están llevando a cabo proyectos importantes en esta dirección gracias a diferentes subvenciones institucionales recibidas para este fin.

De cara a contribuir a alcanzar este objetivo, este trabajo analiza diferentes aspectos necesarios para la creación de una arquitectura de ciudad inteligente en esta localidad. A lo largo del trabajo se especifican los agentes del sistema que son necesarios para la implementación de una red inteligente en Quart de Poblet. En este sentido, se han identificado actividades existentes, pero también han apareciendo nuevos agentes que no están presentes en una red tradicional. Ello se debe, sobre todo, al nuevo rol que desempeña el consumidor, que pasa de ser un ente pasivo al que hay que proporcionar energía a ser un elemento activo del sistema con capacidad de gestión. Por otro lado, estos nuevos agentes están relacionados también con la adaptación de la red a un nuevo modelo donde la generación distribuida es predominante. Esta tarea se ha completado con la definición y análisis de las relaciones que se establecerían entre todos ellos.

En cuanto a las necesidades energéticas del municipio, se ha desarrollado una metodología que permite obtener las curvas de demanda horarias en los distintos puntos de conexión del municipio con la red de transporte, incluyendo el efecto de la estacionalidad que permite diferenciar los consumos a lo largo del año y la discriminación por sectores y usos finales en aquellos casos en los que ha sido posible. Asimismo, se han evaluado los recursos de generación disponibles en el municipio junto con otros que podrían ser incorporados para determinar el nivel de cobertura de la demanda, reduciendo la dependencia de la red. Del análisis realizado se ha concluye que, actualmente, no se cuenta con recursos de generación suficientes para abastecer la totalidad de la demanda. Sin embargo, estos recursos de generación, junto con los recursos de demanda ofrecidos por los consumidores en su nuevo rol activo, permiten llevar a cabo estrategias para mejorar el rendimiento energético del municipio, potenciando el uso de tecnologías de generación distribuida, incorporando estrategias de gestión de la demanda e integrando nuevos consumos como los vehículos eléctricos en el corto plazo.

Se ha realizado una evaluación económica de las diferentes soluciones adoptadas mediante el simulador Homer Energy, obteniendo la cantidad de energía que puede ser generada de forma anual con cada tecnología, de modo que el coste total del sistema sea el mínimo posible. Así pues, se ha definido un escenario de referencia que considera únicamente el coste de suministrar toda la demanda con la red. A continuación, se han definido otros escenarios, donde se han tenido en cuenta tecnologías de generación distribuida que formarían parte de la red local, como equipos de cogeneración, instalaciones fotovoltaicas y recursos de generación eólica.

A tenor de los resultados obtenidos con el simulador, se puede observar que, conforme aumentan los recursos de generación distribuida con un coste unitario más bajo, disminuye la energía demandada de la red y se obtienen dos beneficios clave: una mayor autosuficiencia energética y una reducción de los costes totales de abastecimiento. En el escenario en el que sólo se cuenta con equipos de cogeneración, se observa que la producción total que podría obtenerse de dichos recursos asciende a 129 GWh al año, lo cual supone que estarían trabajando en torno al 95% de su capacidad. Al añadir las instalaciones fotovoltaicas y eólicas, cuyo coste variable es más bajo, la cogeneración reduciría su participación en el mix de generación a favor de la energía solar reduciéndose a un 93% de la capacidad instalada. En cuanto a los costes totales del sistema, se observa que éstos se reducen conforme aumentan los recursos de generación distribuida conectados al sistema, pasando de 262M € en el escenario base (toda la energía de la red) a 178M € con la participación de los recursos de cogeneración, fotovoltaica y eólica. En la situación actual, en la que no existen recursos de generación eólica, el coste pasaría a ser de 185M€, lo que implicaría un ahorro total de casi el 30%.

Por último, hay que destacar la necesidad de recursos para almacenamiento en el caso de una participación elevada de generación de origen renovable, ya que al no ser una tecnología gestionable y se su producción irregular, los costes de operación de la red inteligente serían superiores.

## 7. Anexos

- [1] “Smarter Cities Challenge” página web,  
<https://smartercitieschallenge.org/>
- [2] “Smarter Cities Challenge” noticias,  
<http://smartcitiescouncil.com/category-news>
- [3] “SmartCity red española de ciudades inteligentes” página web,  
<http://www.redciudadesinteligentes.es/>
- [4] “VLCI” página web,  
<http://vlci.inndeavalencia.com/>
- [5] “VLCI noticias: EMT tendrá a prueba un autobús eléctrico hasta finales de julio”,  
<http://vlci.inndeavalencia.com/index.php/2016/06/22/emt-tendra-a-prueba-un-autobus-electrico-hasta-finales-de-julio/>
- [6] “VLCI noticias: Valencia presenta su estrategia de ciudad inteligente en un congreso mundial en Austin”,  
<http://vlci.inndeavalencia.com/index.php/2016/06/17/valencia-presenta-su-estrategia-de-ciudad-inteligente-en-un-congreso-mundial-en-austin/>
- [7] Enerlis, Ernst and Young, Ferrovial and Madrid Network. “Libro Blanco: Smart Cities”, 2012. ISBN: 978-84-615-9831-1
- [8] “OECD”, datos sobre población mundial,  
<https://data.oecd.org/pop/population.htm>.
- [9] “United States Census”, contador de la población mundial,  
<http://www.census.gov/popclock/>.
- [10] “Instituto Nacional de Estadística”, datos sobre población mundial recopilados de la Organización de las Naciones Unidas sobre la demografía,  
<http://www.ine.es/jaxi/Datos.htm?path=/t42/p02/10/&file=02001.px>.
- [11] Organización de las Naciones Unidas: “World Urbanization Prospects”, Nueva York, 2014; ISBN 978-92-1-151517-6,  
<https://esa.un.org/unpd/wup/Publications/Files/WUP2014-Highlights.pdf>.
- [12] Antonio Carretero Peñas, “SISTEMAS DE GESTIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA ISO 50001:2011 La contribución a la eficiencia energética de los sistemas de gestión y las auditorías energéticas”, AENOR, Madrid, 2012.  
[http://www.aec.es/c/document\\_library/get\\_file?uuid=ce5b9bae-f67a-41ef-a578-aacc67ac9d5f&groupId=10128](http://www.aec.es/c/document_library/get_file?uuid=ce5b9bae-f67a-41ef-a578-aacc67ac9d5f&groupId=10128).

- [13] Juan Medina Cobo, Laura A. Juan Díez “Ajuntament Obert: la experiencia de gobierno abierto en el Ayuntamiento de Quart de Poblet”, 2015, ISSN: 2173-6405 <https://www.euskadi.net/r61-s20001x/es/t59aWar/t59aMostrarFicheroServlet?t59aIdRevista=3&R01HNoPortal=true&t59aTipoEjemplar=R&t59aSeccion=53&t59aContenido=2&t59aCorrelativo=1&t59aVersion=1&t59aNumEjemplar=8>.
- [14] Página web del ayuntamiento de Quart de Poblet, [http://213.201.88.25:4545/portal/p\\_1\\_principal1.jsp?codResi=1&language=es](http://213.201.88.25:4545/portal/p_1_principal1.jsp?codResi=1&language=es)
- [15] Proyecto “E2 Stormed” <http://www.e2stormed.eu/>, <http://www.benaguasil.com/proyectos-europeos/>, <http://www.benaguasil.com/el-ayuntamiento-da-a-conocer-a-los-estudiantes-de-benaguasil-el-proyecto-europeo-e2stormed/>.
- [16] Pesantez, P.A., Álvarez Bel, C., Rodríguez García, J., Alcázar Ortega, M., Carbonell Carretero, J.F.: “Análisis para la implementación del programa de redes inteligentes en Ecuador: Diseño conceptual y aplicación a plan piloto”. Ed. CAB. Valencia, 2016. ISBN: 978-84-608-5432-6
- [17] N. R. C. Committee for the National Academies Summit on America’s Energy Future (2008) The national academies summit on America’s energy future: summary of a meeting. National Academies Press, Washington, DC
- [18] “Red Eléctrica de España: Mapas de la red”, <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/mapas-de-la-red>
- [19] “Sistema de información del operador del sistema”, Curvas de Generación y consumo nacional, <https://www.esios.ree.es/es>
- [20] “Instituto Nacional de Estadística”, datos sobre población residente en España, [http://www.ine.es/inebaseDYN/cp30321/cp\\_inicio.htm](http://www.ine.es/inebaseDYN/cp30321/cp_inicio.htm)
- [21] “Estrategia de Desarrollo Urbano Sostenible Integrado 2014-2020 de Quart de Poblet”, Unión Europea Fondo Europeo de Desarrollo Regional, Ajuntament de Quart de Poblet, Desarrollo Urbano Sostenible Integrado.
- [22] “Guía de Gestión Energética en el Alumbrado Público”, Madrid, 2012, <http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-de-Gestion-Energetica-en-el-Alumbrado-Publico-fenercom-2013.pdf>
- [23] Base de datos PRETOR del “Ministerio de industria, energía y turismo: Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica”, en fecha 31 de mayo de 2016 [https://sedeaplicaciones.minetur.gob.es/Pretor/\(S\(efhmxql0zflapvmxm4ok3snr\)\)/Vista/Informes/InformesInstalaciones.aspx](https://sedeaplicaciones.minetur.gob.es/Pretor/(S(efhmxql0zflapvmxm4ok3snr))/Vista/Informes/InformesInstalaciones.aspx)



- [24] “Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos”,  
<https://www.boe.es/boe/dias/2014/06/10/pdfs/BOE-A-2014-6123.pdf>
- [25] “JRC, European Commission”, mapa interactivo sobre la estimación de producción de energía eléctrica de origen fotovoltaica,  
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>
- [26] “AEMET”, datos sobre radiación,  
<http://www.aemet.es/es/eltiempo/observacion/radiacion/radiacion?l=valencia>
- [27] “PHOTOVOLTAIC ESTIMATION powered by Onyx Solar”, simulador de producción de energía eléctrica de origen fotovoltaico,  
<http://www.onyx-solar.com/smarttools/indexes.php>
- [28] “DGT”, series históricas del parque de vehículos,  
<http://www.dgt.es/es/seguridad-vial/estadisticas-e-indicadores/parque-vehiculos/series-historicas/>
- [29] “ENDESA, preguntas frecuentes: Vehículo Eléctrico”,  
<http://www.endesavehiculoelectrico.com/vehiculo-electrico/preguntas-frecuentes/cuanto-cuesta>
- [30] “EUROPA PRESS: Estudio de las cuentas ecológicas del transporte en España”, Madrid, 2014,  
<http://www.europapress.es/epsocial/ong-y-asociaciones/noticia-cada-espanol-destina-260-horas-ano-desplazarse-coche-otras-75-aparcar-ecologistas-accion-20141017142048.html>
- [31] “OMIE”, Curvas del precio final mercado libre,  
<http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>
- [32] Lina Montuori, Manuel Alcázar-Ortega, Carlos Álvarez-Bel, Alex Domijan, “Integration of renewable energy microgrids coordinated with demand response resources: Economic evaluation of biomass gasification plant by Homer Energy”, 2014.
- [33] “Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants”, EIA, Washington DC, 2013.
- [34] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, “Informe sobre la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación”, 2014,  
[https://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/140403\\_Informe\\_Renovables\\_pdf.pdf](https://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/140403_Informe_Renovables_pdf.pdf)



- [35] Ministerio de industria, energía y turismo, “La Energía en España 2014”, Madrid, 2014, ISSN (papel): 2444-7110, ISSN (en línea): 2444-7102,  
[http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/La\\_Energ%C3%ADa\\_2014.pdf](http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/La_Energ%C3%ADa_2014.pdf)