



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Instituto
Ingeniería
Energética



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER
TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA DESARROLLO SOSTENIBLE

Estudio de la viabilidad técnica y socio-económica de la producción de energía fotovoltaica distribuida a nivel local y el despliegue de redes inteligentes.

AUTOR: FERNÁNDEZ MARTÍNEZ, ELENA

TUTOR: ALCÁZAR ORTEGA, MANUEL

COTUTOR: GIRARD, CORENTIN

Curso Académico: 2017-18

“Fecha 09/2018”

RESUMEN

El presente Trabajo de Final de Máster pretende estudiar la viabilidad de la producción de energía fotovoltaica a nivel local y el despliegue de redes inteligentes. La metodología desarrollada combina un estudio técnico con un estudio socio-económico y se aplica en el caso de la ciudad de Valencia. Este trabajo se ha realizado en colaboración con el grupo de trabajo de la red Connecta Energía sobre la producción de energías renovables a nivel local, iniciado por el Centro de Innovación Urbana de Valencia, Las Naves, y el Observatorio del Cambio Climático del Ayuntamiento de Valencia, junto con el Instituto de Ingeniería Energética (IIE) de la UPV.

El estudio de viabilidad técnica desarrolla una metodología para el dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas, a partir de la obtención y el análisis de la demanda energética de varios puntos de consumo, para posteriormente, englobándose diversas instalaciones y puntos de consumo, integrarlos todos en una red inteligente, de manera que se analizan tres escenarios diferentes: el primero sería un escenario de autoconsumo individual, el segundo un escenario de autoconsumo individual con baterías, y el tercero el escenario de integración de una red inteligente. Posteriormente, se ha validado esta metodología mediante su aplicación en una serie de edificios municipales del distrito de Poblats Marítims de la ciudad de Valencia.

Para el estudio de viabilidad socio-económica se ha desarrollado un análisis de las barreras a las que se enfrenta la producción de energía fotovoltaica distribuida a nivel local y el despliegue de redes inteligentes para identificar posibles soluciones para superarlas. Así mismo, se ha realizado un análisis de actores relacionados con este área, para posteriormente realizar una serie de entrevistas semi-estructuradas, las cuales permiten identificar de manera cualitativa estas barreras y sus respectivas soluciones. Esta metodología se ha aplicado posteriormente realizando dicha entrevista a diversos actores relacionados con la energía fotovoltaica en la ciudad de Valencia permitiendo obtener una serie de valiosas recomendaciones para superar las barreras al despliegue del auto-consumo y de las redes inteligentes.

Palabras Clave: Energía renovable, energía fotovoltaica, redes inteligentes, cambio climático.

RESUM

Aquest Treball de Final de Máster s'ha realitzat dins del marc de la col·laboració amb la xarxa Connecta Energia, sobre producció de energia renovable a nivell local, inicialitzat per el Centre de Innovació Urbana de Valencia, Las Naves y el Observatori del Canvi Climàtic, conjuntament amb el Institut de Enginyeria Energètica (IIE) de la UPV. El treball combina un estudi sobre la viabilitat tècnica amb un sobre la viabilitat socioeconòmica.

El estudi de viabilitat tècnica engloba una metodologia per al dimensionament de instal·lacions fotovoltaïques, a partir del estudi y de l'obtenció de la demanda energètica en diversos punts de consum, per a, posteriorment, integrar-los tots en una xarxa intel·ligent, de manera que s'analitzen tres escenaris diferents: el primer es un escenari d'autoconsum individual, el segon un escenari de autoconsum individual amb bateries, y el tercer un escenari d'integració en una xarxa intel·ligent. Posteriorment, s'ha validat aquesta metodologia amb una sèrie d'edificis municipals del districte de Poblats Marítims de la ciutat de València.

Per al estudi de viabilitat socioeconòmica s'ha desenvolupat un anàlisi de les barreres a les que s'enfronta la producció de energia fotovoltaïca de manera distribuïda a nivell local y el desplegament de xarxes intel·ligents, analitzant també al diversos actors relacionats amb aquest àrea, per a després realitzar un guió de entrevista el qual permet quantificar de manera qualitativa y quantitativa aquestes barreres y les seues respectives solucions. Açò, s'ha aplicat posteriorment realitzant aquesta entrevista a diversos actors relacionats amb la energia fotovoltaïca a la ciutat de València.

Paraules clau: Energia renovable, energia fotovoltaïca, xarxes intel·ligents, canvi climàtic.

ABSTRACT

This Master's Thesis has been carried out within the framework of the collaboration with the Connecta Energía network, on the production of renewable energy at local level. This network has been initiated by the Valencia Urban Innovation Centre, Las Naves and the Climate Change Observatory, together with the Institute of Energy Engineering (IIE) of the UPV. The work combines a technical study with a socio-economic study.

The technical feasibility study includes a methodology for the sizing of photovoltaic installations, based on the study of the energy demand of various consumption points, and then, encompassing various installations and consumption points, integrating them all into a smart grid, so that three different scenarios are analysed: the first would be a scenario of individual self-consumption, the second a scenario of individual self-consumption with batteries, and the third a scenario of a smart grid. Subsequently, this methodology has been validated in a series of municipal buildings in the Poblats Marítims district of the city of Valencia.

For the socio-economic feasibility study, an analysis of the barriers faced by the production of locally distributed photovoltaic energy and the deployment of smart grids has been developed. An analysis of the different actors related to this area, and an interview script has been prepared, which allows a qualitative and quantitative quantification of these barriers and their respective solutions. This was subsequently applied by conducting this interview with various actors related to photovoltaic energy in the city of Valencia.

Keywords: Renewable energy, solar power, smart grids, climate change

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	10
1.1 CONTEXTO	10
1.2 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN	10
1.3 OBJETIVOS	11
1.4 ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO	11
2. ESTADO DEL ARTE	13
2.1 INTRODUCCIÓN	13
2.2 CONCEPTO DE “CIUDAD INTELIGENTE Y SOSTENIBLE”	13
2.3 REDES INTELIGENTES	15
2.3.1 DEFINICIÓN.....	15
2.3.2 AGENTES Y NUEVOS ROLES EN UNA RED INTELIGENTE.....	16
2.3.3 NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO	23
2.4 MARCO LEGISLATIVO DE LA PRODUCCIÓN DISTRIBUIDA.....	27
2.4.1 MARCO EUROPEO.....	27
2.4.2 MARCO ESPAÑOL	30
2.5 BARRERAS.....	33
2.5.1 LEGISLATIVAS	33
2.5.2 SOCIALES.....	33
2.5.3 ECONÓMICAS.....	34
2.5.4 TÉCNICAS	34
2.6 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.....	35
3. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y SOCIO-ECONÓMICA PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DISTRIBUIDA.	36
3.1 INTRODUCCIÓN	36
3.1 ANÁLISIS TÉCNICO. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	37
3.1.1 ANÁLISIS DEL CONSUMO	37
3.1.2 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	38
3.1.3 ANÁLISIS DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS	48
3.1.3.1 Escenario base.....	48
3.1.3.2 Escenario de Red Inteligente	49
3.2 ANÁLISIS SOCIO-ECONÓMICO.	51
3.2.1 ANÁLISIS DE LOS ACTORES	51
3.2.2 ENTREVISTA SEMI-ESTRUCTURADA Y GUIÓN DE LA ENTREVISTA	52
3.2.3 REALIZACIÓN DE LA ENTREVISTA Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	53

3.3	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.....	53
4.	CASO DE APLICACIÓN: APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN EL DISTRITO DE POBLATS MARÍTIMS DE LA CIUDAD DE VALENCIA	54
4.1	INTRODUCCIÓN	54
4.2	VIABILIDAD TÉCNICA	54
4.2.1	ANÁLISIS DE LOS CONSUMOS DE LOS EDIFICIOS SELECCIONADOS DE POBLATS MARÍTIMS.	54
4.2.1.1	<i>Análisis de los polideportivos.</i>	<i>55</i>
4.2.1.2	<i>Análisis de los colegios.</i>	<i>57</i>
4.2.1.3	<i>Análisis del edificio de Las Naves.</i>	<i>69</i>
4.2.2	DIMENSIONAMIENTO DE LOS DISTINTOS ESCENARIOS PROPUESTOS.....	69
4.2.2.1	<i>Escenario base.....</i>	<i>70</i>
4.2.2.2	<i>Escenario red inteligente.....</i>	<i>70</i>
4.3	VIABILIDAD SOCIO-ECONÓMICA	77
4.3.1	ANÁLISIS DE LOS ACTORES INVOLUCRADOS EN LA PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA Y RED INTELIGENTE EN LA CIUDAD DE VALENCIA.	77
4.3.2	MODELO DE LA ENTREVISTA.....	81
4.4	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.....	81
5.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	82
5.1	INTRODUCCIÓN	82
5.2	ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS RESULTADOS.....	82
5.2.1.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL ESCENARIO BASE	82
5.2.1.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL ESCENARIO IMPLEMENTANDO BATERÍAS	84
5.2.3.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL ESCENARIO DE RED INTELIGENTE.....	86
5.3	ANÁLISIS SOCIO-ECONÓMICO DE LOS RESULTADOS.....	88
5.3.1.	DESCRIPCIÓN DE LOS RESULTADOS	88
5.3.2.	DESCRIPCIÓN CUALITATIVA DE LOS RESULTADOS	90
5.3.2.1	<i>Barreras legales/administrativas</i>	<i>90</i>
5.3.2.2	<i>Barreras sociales</i>	<i>92</i>
5.3.2.3	<i>Barreras económicas</i>	<i>93</i>
5.3.2.4	<i>Barreras técnicas.....</i>	<i>93</i>
5.4	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.....	95
6.	CONCLUSIONES	96
6.1	CONCLUSIONES VIABILIDAD TÉCNICA	96
6.2	CONCLUSIONES VIABILIDAD SOCIO-ECONÓMICA	97
6.3	FUTUROS TRABAJOS	98
7.	BIBLIOGRAFÍA	99
ANEXO I	102

Índice de figuras

Figura 1. Esquema de la red eléctrica actual. Fuente: Propia.....	22
Figura 2. Esquema de la Red Inteligente. Fuente: Propia.	23
Figura 3. Gráfica de la casación de la oferta y la demanda. Fuente: OMIE.....	24
Figura 4. Diagrama de bloques de la metodología seguida en el TFM. Fuente: Propia	36
Figura 5. Diagrama de bloques de la metodología seguida en el análisis técnico del trabajo. Fuente: Propia	37
Figura 6 Esquema de una instalación fotovoltaica.....	39
Figura 7. Esquema para el cálculo de la distancia entre módulos.....	40
Figura 8. Zona de máxima eficiencia de los módulos fotovoltaicos según inversor	44
Figura 9. Costes de inversión de una instalación fotovoltaica. Fuente: IDAE	47
Figura 10. Costes de operación y mantenimiento de una instalación fotovoltaica. Fuente: IDAE	47
Figura 11. Curva de carga del polideportivo del Cabanyal	55
Figura 12. Curva de carga del polideportivo de Nazaret	56
Figura 13. Curva de carga del CEIP Juan Manuel Montoya	61
Figura 14. Curva de carga del CEIP Ausiàs March	62
Figura 15. Curva de carga del CEIP Ballester Fandos.....	63
Figura 16. Curva de carga del CEIP Les Arenes	64
Figura 17. Curva de carga del CEIP El Grau	65
Figura 18. Curva de carga del CEIP Mare Nostrum	66
Figura 19. Curva de carga del CEIP Nuestra Señora del Carmen	67
Figura 20. Curva de carga del CEIP Cavite-Isla de Hierro.....	68
Figura 21. Curva de carga de Las Naves	69
Figura 22. Curva diaria de demanda del Polideportivo de Nazaret.....	71
Figura 23. Curva diaria de demanda del Polideportivo de Nazaret a lo largo del año.	71
Figura 24. Curva diaria de demanda del Polideportivo de Cabanyal.....	72
Figura 25. Curva diaria de demanda del Polideportivo de Cabanyal a lo largo del año.....	72
Figura 26. Características de la batería incluida en Homer.....	73
Figura 27. Características del convertidor introducidas en Homer.....	74
Figura 28. Tarifa de red introducida en Homer.	75
Figura 29. Curva diaria de demanda de la micro-red	76
Figura 30. Curva diaria de demanda de la micro-red a lo largo del año	76
Figura 31. Gráfico según interés y poder de cambio de los actores relacionados con el sector fotovoltaico. Fuente: Las Naves, 2017.....	80
Figura 32. Imagen en Homer del estado de carga de la batería a lo largo del año. Fuente: Homer	84
Figura 33. Análisis del comportamiento del polideportivo de Nazaret durante una semana. Fuente: Homer.....	85
Figura 34. Imagen en Homer del estado de carga de la batería a lo largo del año. Fuente: Homer.	85
Figura 35. Análisis del comportamiento del polideportivo del Cabanyal durante una semana. Fuente. Homer.....	86
Figura 36. Análisis del comportamiento de la micro-red durante una semana. Fuente: Homer.	87
Figura 37. Energía anual demandada y adquirida de red por la micro-red. Fuente: Homer	87
Figura 38. Energía anual demandada y fotovoltaica. Fuente: Homer.....	87
Figura 39. Valoración de la importancia de las barreras.....	88
Figura 40. Valoración de la posibilidad de solución de las barreras.	89
Figura 41. Comparativa de resultados de entre la importancia de las barreras y la posibilidad de solución de cada una.	89

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Resumen de agentes del sistema. Fuente: Propia.</i>	17
<i>Tabla 2. Diferencia entre una VPP y el agregador. Fuente: UPV.</i>	20
<i>Tabla 3. Esquema del estado del autoconsumo en Europa. Fuente: Enerinvest.</i>	29
<i>Tabla 4. Características técnicas de un módulo fotovoltaico</i>	42
<i>Tabla 5. Factor de corrección para el cálculo de una instalación fotovoltaica</i>	43
<i>Tabla 6. Horarios de la tarifa 3.0A en la Península Ibérica</i>	57
<i>Tabla 7. Tipo de periodo según hora del día y tipo de tarifa que se le aplica a cada periodo</i>	58
<i>Tabla 8. Consumo de energía en kWh de cada uno de los periodos a lo largo del año de uno de los edificios de estudio</i>	58
<i>Tabla 9. Energía total consumida en cada uno de los periodos en uno de los edificios de estudio</i>	59
<i>Tabla 10. Potencia pico en cada uno de los periodos del CEIP Juan Manuel Montoya</i>	61
<i>Tabla 11. Potencia pico en cada uno de los periodos del CEIP Ausiàs March</i>	62
<i>Tabla 12. Potencia pico en cada uno de los periodos del CEIP Ballester Fandos</i>	63
<i>Tabla 13. Potencia pico en cada uno de los periodos del CEIP Les Arenes</i>	64
<i>Tabla 14. Potencia pico en cada uno de los periodos del CEIP El Grau</i>	65
<i>Tabla 15. Potencia pico en cada uno de los periodos del CEIP Mare Nostrum</i>	66
<i>Tabla 16. Potencia pico en cada uno de los periodos del CEIP Nuestra Señora del Carmen</i>	67
<i>Tabla 17. Potencia pico en cada uno de los periodos del CEIP Cavite-Isla de Hierro</i>	68
<i>Tabla 18. Tabla de costes de las instalaciones fotovoltaicas. Fuente: propia</i>	73
<i>Tabla 19. Costes de la batería a introducir en Homer Energy</i>	74
<i>Tabla 20. Actores identificados en la ciudad de Valencia en el sector fotovoltaico</i>	77
<i>Tabla 21. Actores del sector fotovoltaico de Valencia que realizaron la entrevista</i>	79
<i>Tabla 22. Análisis de los resultados del escenario base</i>	83
<i>Tabla 23. Resumen de las barreras según tipología y la solución planteada.</i>	94

MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO

La creciente preocupación por el cambio climático y el aumento de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera debido a la actividad humana, ha puesto sobre la mesa de grandes organizaciones, como la Unión Europea o la Organización de Naciones Unidas (ONU), llevar a cabo una serie de políticas sostenibles para intentar apaciguar los efectos del cambio climático. Estas políticas han establecido retos y objetivos prioritarios para actuar de manera sostenible y construir nuevas ciudades donde se goce de una buena calidad de vida, generando prosperidad y sin perjudicar al medio ambiente.

La Unión Europea ha definido grandes retos sociales a los que se enfrenta, como son, salud, cambio demográfico y bienestar; energía segura, limpia y eficiente; transporte inteligente, ecológico e integrado; acción por el clima, medio ambiente, eficiencia de los recursos y materias primas y por último sociedades inclusivas, innovadoras y reflexivas. Dentro de este contexto este Trabajo de Final de Máster (TFM) se enmarca en el cuadro de promover la generación de energía fotovoltaica de manera distribuida a nivel local y el despliegue de redes inteligentes, como parte de una transición energética hacia un modelo más sostenible, en este caso en los núcleos de población más grandes, donde los niveles de consumo y contaminación son mayores.

Por otra parte, la ONU, aprobó en 2015 la Agenda 2030 sobre el Desarrollo Sostenible, una oportunidad para que los países y sus sociedades emprendan un nuevo camino con el que mejorar la vida de todas las personas. En ella se establecen 17 objetivos para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos. Dentro de estos objetivos en el número 7 se encuentra el de “Energía asequible y no contaminante”. Este TFM pretende incidir en dicho objetivo, a la hora de demostrar que generar energía de proximidad y de manera sostenible es posible, y del mismo modo identificando las barreras a las que nos enfrentamos hoy en día y las soluciones a tomar.

1.2 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN

El presente TFM surge a partir del interés despertado por los conocimientos que, en este campo, han sido aprendidos durante los estudios de grado, realizando el Grado de Ingeniería de la Energía, y durante los estudios del presente máster. Primando la sostenibilidad y el respeto por el medio ambiente mediante un nuevo modelo energético, basado en las energías renovables. En este trabajo se estudiará concretamente la posibilidad de hacer con energía solar fotovoltaica.

De la misma manera, este trabajo está motivado por el interés del grupo de trabajo Connecta Energía iniciado por el Observatori del Canvi Climàtic y la Fundación Las Naves, centro de innovación del Ayuntamiento de Valencia, para conocer la viabilidad y las barreras a las que se enfrenta la producción de energía fotovoltaica de manera distribuida a nivel local y el despliegue de redes inteligentes. El grupo de trabajo de la red Connecta Energía está compuesto por actores locales de las cuatro hélices (sector público, sector privado, centros de I+D y sociedad civil) del modelo de

innovación social desarrollado por la Fundación Las Naves para superar los retos de la transición energética en la ciudad de Valencia.

De esta forma, se pretende en un futuro centrar los esfuerzos en superar aquellas barreras más cercanas que frenan el uso de fuentes renovables para la producción de energía distribuida y a nivel local, como el autoconsumo, así como determinar los pasos a seguir para la construcción de redes inteligentes de energía.

1.3 OBJETIVOS

El principal objetivo de este TFM es estudiar la viabilidad de la producción de energía fotovoltaica de manera distribuida a nivel local y el despliegue de redes inteligentes en un área urbana. Este objetivo se planteará desde dos perspectivas diferentes, por una parte, se estudiará la viabilidad técnica del problema, y por la otra se estudiará la viabilidad socio-económica.

Este objetivo general se plasmará mediante los siguientes objetivos específicos:

- Respecto al estudio de la viabilidad técnica en lo que se refiera a la producción de energía distribuida a nivel local y el despliegue de redes inteligentes, el objetivo de este TFM es, bajo una muestra de edificios municipales del distrito de Poblats Marítims (colegios, polideportivos y el edificio de Las Naves); estudiar la demanda de cada uno de ellos, estableciendo un día tipo; dimensionar una instalación de autoconsumo mediante energía fotovoltaica para cada uno de ellos según su demanda; proponer para cuáles de ellos tiene sentido la introducción de elementos de almacenamiento; y por último, integrar todos esos edificios en una red inteligente mediante el programa Homer Energy.
- Por otra parte, respecto a la viabilidad socio-económica, el principal objetivo es el de conocer las principales barreras a las que se enfrenta la producción de energía fotovoltaica distribuida a nivel local y el despliegue de redes inteligentes. Esto se ha realizado mediante una serie de entrevistas a los principales actores en el área de la energía fotovoltaica en la ciudad de Valencia, preguntándoles por dichas barreras organizándolas en torno a cuatro ejes: el económico, el técnico, el legal/administrativo y el social, de la misma manera se ha preguntado por las posibles soluciones a corto plazo para poder superar dichas barreras. Por último, también se explorarán los nuevos modelos de negocio que pueden surgir a partir de este nuevo paradigma energético.

1.4 ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO

El trabajo que aquí se presenta se organiza de la siguiente manera: En primer lugar, se ha realizado un estudio del estado del arte que va desde el concepto de ciudad inteligente, redes inteligentes y agentes que la componen, el marco legal, tanto español como europeo en el que se enmarca este TFM y las barreras que hasta ahora se han identificado en la producción de energía fotovoltaica a nivel distribuido y redes inteligentes.

A continuación, en el capítulo 3, se describe la metodología desarrollada en este TFM. En primer lugar, se detalla el procedimiento de cálculo seguido para la realización de la parte del estudio de la

viabilidad técnica. En segundo lugar, por lo que se refiere a la parte de viabilidad socio-económica, se ha descrito cómo se ha realizado el esquema de la entrevista y cómo se ha identificado a los principales actores a los que realizarla.

La tercera parte troncal del trabajo, donde se valida la metodología desarrollada en un caso práctico, se presenta en el capítulo 4. En la parte técnica se ha realizado el análisis de los consumos de cada uno de los edificios seleccionados; se ha dimensionado la instalación de autoconsumo para cada uno de ellos; se ha calculado la necesidad de integrar baterías en los que por su tipología lo necesitaran; y se han integrado todos ellos en el programa Homer Energy para estudiar el escenario en el que se unieran componiendo una red inteligente. En la parte socio-económica, se han identificado los actores a los que realizar la entrevista en la ciudad de Valencia, se ha contactado con ellos, y se ha realizado la entrevista, recogiendo de manera cualitativa y cuantitativa las barreras a las que se enfrenta la producción de energía fotovoltaica de manera distribuida y el despliegue de redes inteligentes.

Los resultados obtenidos, se muestran en el capítulo 5. Realizando un estudio técnico, económico y ambiental de la parte técnica y recogiendo las distintas barreras que se han obtenido de la realización de las entrevistas y analizando cuáles se han erguido como las más importantes y cuáles son en las que se puede hacer más incidencia para solucionarlas.

Finalmente se explicarán las conclusiones obtenidas en el capítulo 6, seguidas de la bibliografía y los anexos.

2. ESTADO DEL ARTE

2.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo proporciona una visión global del estado del arte en lo que se refiere a generación distribuida para promover la generación de energía con fuentes renovables y cómo las redes inteligentes son un mecanismo para llevar a cabo este propósito.

El estado del arte se detalla según tres componentes de la problemática planteada: técnico, económico y legal. A nivel técnico se analizan conceptos como el autoconsumo, el autoconsumo compartido, la generación distribuida, programas de respuesta a la demanda etc. Se describen los últimos avances y proyectos en estas materias. A nivel económico se analizan los nuevos modelos de negocio que pueden aparecer con la implementación de estas redes. Por último, a nivel legal se va a describir la legislación, tanto europea como española en generación distribuida, identificando los puntos débiles de esta última para abrazar el concepto de autoconsumo. Además, cada apartado del estado del arte está orientado a identificar y describir las distintas barreras con las que nos podemos encontrar ante estos nuevos conceptos y para la aplicación del caso de estudio analizado.

2.2 CONCEPTO DE “CIUDAD INTELIGENTE Y SOSTENIBLE”

Actualmente el 54% de la población mundial vive en áreas urbanas y se prevé que este porcentaje aumente en las próximas décadas (Naciones Unidas, 2014) lo que hará que las necesidades de sus habitantes aumenten tanto en vivienda, como en infraestructura, transporte, energía y provisión de servicios básicos. Las ciudades actuales son grandes sumideros de consumos siendo nulas en la producción de estos bienes consumidos, por ejemplo, una escasa o nula proporción de los alimentos, combustible o agua consumida en las ciudades se generan en ellas. Lo mismo pasa con la energía, o las materias primas que se necesitan para el transporte, que además generan ingentes cantidades de residuos sólidos y peligrosas concentraciones de residuos contaminantes en el aire y en el agua, de hecho, las ciudades suponen un 70% de las emisiones globales de CO₂ (C40, 2012).

Pese a que la terminología en una ciudad inteligente suele estar muy relacionada con las Tecnologías de la Información y Comunicación (TICs), el término en sí no incide en la aplicación de estas tecnologías únicamente. Para que este desarrollo de la población sea viable hace falta remodelar el modelo actual de ciudad, evolucionando hacia uno en el que se lleve a cabo, un desarrollo económico sostenible, una buena gestión de los recursos naturales a través de la acción participativa, un compromiso firme, tanto por parte de la administración pública como de los ciudadanos, que además llevarán a cabo un compromiso con su entorno, acuñando así el término de Ciudad Inteligente (Elias Bibri & Krogstie, 2017).

Una ciudad inteligente, por lo tanto, es una ciudad en la cual se gestionan los recursos económicos, medioambientales, sociales, administrativos, de seguridad y de movilidad una manera eficiente y sostenible. Dentro de la gestión de los recursos medioambientales encontramos el tema energético, en el cual se profundiza en este trabajo.

La energía se puede considerar un bien indispensable, ya que se utiliza en cada aspecto de nuestro día a día. Por una parte, en el consumo doméstico: al encender la luz de una habitación o el ordenador, al cargar la batería de tu teléfono móvil, utilizar el aire acondicionado (bien produciendo frío o produciendo calor, mediante una bomba de calor), cocinar en cocinas de inducción, refrigerar tanto en casas residenciales como en comercios grandes como un supermercado etc. Y por otra parte en el sector industrial o comercial, donde encontramos consumos elevados que se podrían gestionar de una manera más eficiente.

Para facilitar este consumo eficiente de la energía dentro de una Ciudad Inteligente se deberían instalar una serie de subsistemas, los cuales se presentan a continuación:

- Generación distribuida.
- Redes Inteligentes.
- Contadores y sensores Inteligentes.
- Edificios con alta eficiencia energética.

Con estos sistemas, además, se pretende que el ciudadano tenga un papel más activo e inteligente a la hora de gestionar su propia energía, llevando a cabo programas de respuesta a la demanda, o también produciendo su propia energía (autoconsumo) y pudiendo verter aquella energía sobrante a la red o a sistemas de almacenamiento, donde se podría incluir el vehículo eléctrico.

Con todo esto se pretende aportar el granito de arena necesario en el sistema energético para alcanzar los objetivos propuesto en El Pacto de los Alcaldes (Pacto de los Alcaldes) (IBM, s.f.):

- Reducir un 40% las emisiones de gases de efecto invernadero en municipios.
- Reducir el consumo energético un 27% mediante mejoras en la eficiencia energética.
- Producir un 27% de la energía eléctrica con energías renovables.

Por todo esto hay varios grupos e iniciativas desarrollando proyectos relacionados con transformar las ciudades actuales en ciudades más eficientes y sostenibles. Por ejemplo en el sector privado, IBM dota a ciudades de todo el mundo con ayudas económicas para llevar a cabo proyectos de ciudad inteligente (IBM, s.f.).

Una de las ciudades dentro del proyecto de IBM es Buffalo (Estados Unidos). Buffalo es una ciudad que ha crecido en los último años, y se está intentando que este crecimiento sea sostenible, planificando la construcción dentro de la ciudad de manera que se pase de un modelo, el actual, en el que la ciudad se encuentra dividida en varios barrios separados entre sí, y que hacen a los ciudadanos muy dependientes del coche, a un modelo mixto en el que en los barrios se pueda encontrar una parte de negocios, y otra de vivienda, intercalando parques y otros elementos que hagan del barrio atractivo.

En Ámsterdam por ejemplo existe una web dedicada únicamente para proyectos de Ciudad Inteligente en los que se está trabajando en la ciudad (Amsterdam Smart City, s.f.). Estos proyectos están relacionados con todos los aspectos que incluye el concepto de ciudad inteligente: Energía, agua y residuos; infraestructura y tecnología; movilidad, ciudad circular, gobierno y educación y ciudadanos. Algunos de los proyectos destacables que están en fase de implementación son:

- Relacionado con energía. Proyecto en el que se quiere implementar una planta virtual de generación entre aquellos usuarios que tengan implantados paneles fotovoltaicos en sus tejados.
- Con ciudadanos. Existe un proyecto para la participación social en la transformación y planificación urbana en forma de plataforma en internet. Los ciudadanos, empresarios, organizaciones y gobierno pueden intercambiar opiniones sobre aspectos de planificación, cambio y propiedad de la ciudad y sus barrios
- O movilidad. Se ha desarrollado una aplicación para compartir coche la cual busca a los compañeros de viaje que más se parezcan al perfil de uno, para así hacer la experiencia más comfortable.

También el Grupo Enel, que opera a través de Endesa en España está llevando a cabo algunos proyectos de ciudad inteligente en España, concretamente en Barcelona (SmartNet: Energía colaborativa, 2018) y Málaga (Living Lab de SmartCity Málaga: Un laboratorio para crear la ciudad del futuro, 2018). En Barcelona el proyecto está enfocado a la inserción de la figura del agregador en la red de productores y pequeños consumidores llevando a cabo acciones de descongestión de red. En Málaga este cambio se está enfocando a la gestión de la energía, llevando a cabo acciones con contadores inteligentes, integración de fuentes renovables con almacenamiento, gestión de los consumos y uso de las tecnologías en el alumbrado público más eficientes, e incorporación del vehículo eléctrico.

2.3 REDES INTELIGENTES

2.3.1 Definición

Una Red Inteligente se basa principalmente en la utilización combinada de las TIC junto con la automatización y control en la generación de la energía, el transporte, la distribución y el almacenamiento, así como en el consumo de la energía, para conseguir una red eléctrica más eficiente. Pero no sólo se basa en la utilización de las TIC sino también en promover la generación de energía por medio de fuentes renovables, de forma distribuida, promoviendo una red más sostenible, así como realizar un consumo más eficiente implantando medidas de respuesta a la demanda (DR) en las que el consumidor puede regular su consumo de energía según requerimientos de red (Kakran & Chanana, 2018).

La generación distribuida es una parte fundamental de una Red Inteligente, y consiste (aunque hay variaciones respecto a la definición) en la producción de energía eléctrica mediante pequeñas fuentes de generación, instaladas cerca del consumidor y conectadas a la red de distribución o

directamente al propio consumidor. Esto hace que se reduzcan las pérdidas en la red y además descarga la red de transporte de alta tensión, es decir, conlleva a que la generación de energía sea más eficiente. En la generación distribuida están muy presentes las energías renovables (como la fotovoltaica o la utilización de residuos sólidos urbanos) y sistemas avanzados de automatización y control.

La producción de renovables de manera distribuida necesita una red inteligente y sus componentes de manera que permitan ajustar la oferta a la demanda incluso en las horas en las que no se disponga de recurso renovable para generar energía. Estos ajustes se pueden llevar a cabo mediante almacenamiento o bien también mediante programas de respuesta a la demanda.

El almacenamiento de energía consiste en conservar la energía generada sobrante (electricidad, calor frío etc.) para liberarla cuando no se dispongan de elementos de generación o bien cuando éstos tengan un precio elevado. El almacenamiento es un elemento clave en las Redes Inteligentes, ya que permiten aplanar la curva de demanda, haciendo más fácil la integración de energías renovables en la red y aportando una mayor eficiencia y seguridad en la misma.

Como complemento al almacenamiento de energía se pueden llevar a cabo programas de respuesta a la demanda, los cuales pueden constituir un pilar muy importante en los que se refiere a las Redes Inteligentes, además pueden contribuir en gran medida a alcanzar los objetivos 20/20/20 fijados. De esta manera la respuesta a la demanda pretende ajustar la demanda de energía eléctrica a los requerimientos de la red en un momento dado de tiempo y así también facilitar la integración de las energías renovables en la red (DRIP Project, s.f.).

Es decir, una Red Inteligente pretende llevar a cabo una buena integración de las energías renovables dentro de la red de consumo, haciendo de ésta una red más eficiente, ajustar las curvas de oferta y demanda mediante distintos recursos para hacer del consumo energético un consumo sostenible, comprometido con la reducción de emisiones de efecto invernadero y hacer del consumidor un elemento activo dentro del sistema energético.

2.3.2 Agentes y nuevos roles en una Red Inteligente

Con la aplicación de una Red Inteligente existen variaciones en los agentes que componen la red de generación, transmisión y consumo de energía eléctrica. Por una parte, ciertos agentes modificarán su rol dentro de la Red Inteligente, mientras que al mismo tiempo será necesaria la integración de nuevos roles para llevar a cabo nuevas acciones dentro de esta red. En la siguiente tabla se muestra un rápido resumen de estos agentes, especificando cuál es su papel en la red actual y cual sería en una red inteligente:

Tabla 1. Resumen de agentes del sistema. Fuente: Propia.

<i>Agentes</i>	<i>Red Actual</i>	<i>Red Inteligente</i>
<i>Consumidores</i>	Consumen la energía producida en grandes centrales mediante un contrato de suministro	Son prosumidores, producen y consumen la energía que demandan, tomando de red lo que no cubren mediante su producción
<i>Generadores</i>	Producen energía a gran escala y comercializan con ella en el mercado energético	Producen energía a gran escala, pero también en plantas distribuidas, y comercializan con ella,
<i>Agregadores</i>	-	Agregan pequeños recursos de demanda u oferta que permiten ajustar de manera más precisa la oferta a la demanda
<i>Plantas virtuales de generación</i>	-	Recogen recursos de generación distribuida o recursos que provienen de un agregador para actuar como una central de gran tamaño.
<i>Transportista</i>	Propietario de la red de transporte (alta tensión), que transporta la energía desde las centrales a la red de distribución.	Propietario de la red de transporte (alta tensión), que transporta la energía desde las centrales a la red de distribución.
<i>Distribuidor</i>	Propietario de la red de distribución, transportan la energía desde la red de transporte hasta los puntos de consumo.	Además de ser propietario de la red de distribución también transportará la energía generada en producción distribuida o autoconsumo.
<i>Operador del sistema de transporte</i>	Se encarga de garantizar seguridad y continuidad del servicio de energía eléctrica desde la generación hasta la red de distribución.	Se encarga de garantizar seguridad y continuidad del servicio de energía eléctrica desde la generación hasta la red de distribución.
<i>Operador del sistema de distribución</i>	Se encarga de garantizar el suministro de electricidad a los consumidores finales.	Además de asegurar la continuidad del servicio gestionará los nuevos puntos de producción de autoconsumo y energía distribuida.

<i>Agentes</i>	<i>Red Actual</i>	<i>Red Inteligente</i>
<i>Comercializador</i>	Venden energía al consumidor final, enlazan el mercado mayorista y el minorista.	Además de vender energía al consumidor gestionan los pequeños recursos de autoconsumo.

A continuación, se describen de manera detallada cada uno de los agentes que aparecen en la tabla:

2.3.2.1 Consumidores.

Son los agentes conectados a la red que consumen la energía eléctrica. Según la tensión de suministro pueden estar clasificados como:

- Pequeños consumidores. Conectados a la red de baja tensión con niveles de 230/400V.
- Medianos consumidores. Conectados a la red de alta tensión y que manejan niveles de tensión de entre 1 a 132 kV.
- Grandes consumidores. Están conectados directamente a la red de transporte y su rango de tensiones es de entre 220 y 400 kV.

En una Red Inteligente los consumidores adquieren nuevas competencias, por ejemplo, pueden adquirir el papel de generadores de energía eléctrica, y ser productores y consumidores al mismo tiempo, término acuñado como “*Prosumidor*” (productor y consumidor) de manera que puedan suministrarse su propia energía, vertiendo a red o a baterías en momentos con excedentes, y adquiriendo energía a través de la red o baterías en momentos de falta de energía. Otro papel que puede desempeñar el consumidor de manera individual es el de seguimiento de programas de respuesta a la demanda respondiendo así a las necesidades del sistema, y ajustando la demanda a la producción, favoreciendo la integración de las energías renovables en el sistema.

2.3.2.2 Generadores.

Son los agentes que producen la energía demandada y la proporcionan a la red eléctrica. Al mismo tiempo se encargan de dar servicios de ajuste y operación a la red. Hasta ahora la producción de energía se realizaba mediante grandes generadores conectados a la red de transporte que ajustaban su producción según la demanda del mercado. En una Red Inteligente también se integran modelos de generación distribuida, mediante los cuales ya no se tienen sólo grandes unidades de producción, sino que se dispone de un gran número de recursos descentralizados más pequeños dispersos geográficamente, conectados a la red de media tensión y difícilmente gestionables de forma independiente.

Otra forma de generación distribuida son las placas fotovoltaicas utilizadas para el autoconsumo. Éstas pueden estar instaladas en las cubiertas de los edificios de una ciudad o en grandes centros industriales o comerciales, dispuestas para el autoconsumo y para el vertido a red. Estos recursos al

ser difícilmente gestionables por sí mismos, por necesitarán nuevos agentes que gestionen y regulen estos pequeños recursos de generación para que puedan ser suministrados al sistema eléctrico.

Es por ello que al hablar de generación distribuida dentro de una Red Inteligente y gestión eficiente de la energía aparecen nuevos agentes en el sector de la energía que hasta ahora no eran necesarios. Éstos son los agregadores y las plantas virtuales de generación (VPP).

2.3.2.3 Agregadores.

Son agentes que actúan como intermediarios entre los pequeños consumidores y el sistema eléctrico, y pueden llevar a cabo acciones de agregación de la demanda o de oferta de la energía producida por los propios consumidores.

Los agregadores de demanda comercializan con cargas de consumo flexibles a corto plazo y en tiempos cercanos al suministro de los clientes, siempre que se lo pida el operador del sistema. De esta manera se permite ajustar en mayor medida la oferta a la demanda variando el comportamiento de los consumidores y sin necesidad que las plantas generen más energía. Esta opción está ganando fuerza en algunos países, como Reino Unido, donde ya podemos encontrar algunas empresas agregadores de demanda (Flexitricity, Kiwi Power o OpenEnergy), y dónde el operador de la red se muestra más partidario de este método de gestión activa de la demanda a pagar a las grandes eléctricas por aumentar su capacidad de generación (Asena Consulting, s.f.).

Los agregadores de demanda varían el consumo de sus clientes mediante acciones como la variación de la temperatura en los aires acondicionados y de los frigoríficos en comercios como los supermercados, sin que se lleguen a dañar los productos, o la parada de las bombas de las depuradoras en los momentos indicados por el operador de red. Con esto, se contabilizan los MW ahorrados por parte del cliente y se le transfiere la cantidad de dinero correspondiente quedándose el agregador una parte en gastos de gestión y agregación.

Además de Reino Unido países como Francia o Alemania también están intentando impulsar esta figura la cual aparece definida en la Directiva Europea de Eficiencia Energética 2012/27/UE, para contribuir a alcanzar los objetivos fijados para el horizonte 20/20 (Raso, 2016)

En España en cambio, el rol del agregador de la demanda se encuentra solo recogido en el marco normativo del vehículo eléctrico. Aunque se llevó a cabo en 2013 un proyecto denominado “Proyecto Agrega” (Red Eléctrica de España, s.f.) en el que Red Eléctrica de España junto con el Ente Vasco de la Energía realizaron la gestión de la demanda eléctrica de un conjunto de pymes del sector industrial de dicha comunidad, el proyecto duró un año y no se continuó con él. Actualmente y debido a la Directiva Europea 2012/27/UE, se están intentando impulsar ciertos proyectos para mejorar la eficiencia de los servicios energéticos actuales, uno de ellos es el proyecto InteGRID impulsado por Gas Natural Fenosa, y que se implantará en Barcelona en el cual se quiere llevar a cabo la instalación de un sistema de generación fotovoltaico en el centro deportivo municipal Sagrada Familia, y que incorporará en él la figura de agregador de demanda (Jimenez, 2017).

Por otra parte, también existe la figura del agregador en el lado de la oferta, los cuales serían necesario en un sistema eléctrico en el que hubiera generación distribuida. En este caso el agregador añadiría pequeños recursos de generación de esta manera podría aportar grandes paquetes de potencia generada en edificios con distinta tipología (residenciales, comerciales o industriales) que puedan ser admisibles dentro de una VPP para que ésta pudiera comercializar con ellos en el mercado y verterlos a la red.

2.3.2.4 *Plantas Virtuales de Generación (VPP).*

Estas plantas integran pequeños generadores distribuidos conectados a la red, de manera que proporcionan potencia a la misma como un generador de mayor capacidad, para así darle una mayor fiabilidad, de igual manera que lo hace una central convencional. Al estar integradas por pequeños generadores y conocer en cada momento de cuanta energía se dispone presentan una mayor flexibilidad para adaptarse a la demanda, lo que supone una ventaja en comparación con las grandes centrales de producción. De igual manera también proporciona servicios complementarios para poder mantener la frecuencia y la tensión de la red a la que alimenta.

Respecto a su implantación podemos encontrar algunos proyectos, sobretodo en Alemania, como es el ejemplo de una VPP desarrollada por la empresa RWE Deutschland AG junto con Siemens, o la firma Statkraft's, que ha desarrollado la VPP más grande de Alemania, con 5000MW integrada por más de 1000 unidades productoras a pequeña escala, entre las cuales cuenta con unidades de generación de energía eléctrica con fuentes renovables, concretamente energía solar, eólica, biomasa e hidráulica.

En ocasiones los límites de rol de una VPP y el de un agregador no están bien definidos, en la siguiente imagen se observan estos límites en los que se refiere a funciones de suministro y servicios:

Tabla 2. Diferencia entre una VPP y el agregador. Fuente: UPV.

	VPP	Agregador
Suministro	Agrupa generación (0,4-5MW) y suministra a la red.	Agrupa generación (10-100 kW) y suministra a la VPP.
Servicios	Ofrece aumentos o reducciones de generación.	Ofrece aumentos o reducciones de demanda.

2.3.2.5 *Transportista.*

Es el propietario de las infraestructuras que componen la red de transporte, incluyendo: las líneas de alta tensión, las subestaciones, transformadores etc. En el sistema tradicional se encarga que la energía fluya desde las grandes centrales de producción hasta la red de distribución, y

posteriormente a los clientes. En un sistema con Red Inteligente las redes de alto voltaje perderían importancia, ya que al estar basado en la generación distribuida se trabajará sobre todo en medio y bajo voltaje. En España el papel del transportista está desempeñado por Red Eléctrica, siendo así un monopolio natural fuertemente regulado para proteger a los consumidores.

2.3.2.6 Distribuidor.

Éste es el propietario de las infraestructuras que componen la red de distribución, es decir la red que va desde la red de transporte a los puntos de consumo. Incluyen líneas de alto y bajo voltaje, subestaciones, transformadores, equipos de medida etc. Actualmente el sistema de distribución en España es un oligopolio fuertemente regulado para proteger a los consumidores, ya que las principales grandes empresas eléctricas son las que poseen las redes de distribución, en el caso de Valencia el distribuidor es Iberdrola. El distribuidor En una Red Inteligente tendrá que modificar la red en cuanto sea necesario para que pueda satisfacer la demanda, realizará mediciones eléctricas en los puntos de suministro y realizará el mantenimiento de la red e infraestructuras asociadas y gestión de averías.

2.3.2.7 Operador del sistema de transporte.

Es la entidad que realiza las actividades que garantizan la seguridad y continuidad de servicio de energía eléctrica en todo el sistema eléctrico, además se encarga de la coordinación entre la producción y la red de transporte, de manera que la electricidad producida en las centrales llegue, por la red de transporte, a la red de distribución, en las condiciones adecuadas. Es un agente neutral en el negocio eléctrico ya que ni compra ni vende energía.

2.3.2.8 Operador del sistema de distribución.

Funcionan de manera similar al operador del sistema de transporte, pero gestionando la red de distribución. Su principal objetivo es garantizar el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales. En una Red Inteligente además la red de distribución soportará nuevos puntos de producción y suministro, llevados a cabo por los siguientes agentes: por los consumidores en el caso de tener producción distribuida y autoconsumo; por los agregadores, que agregarán demandas para poder comercializar con ellas si lo requiere la red.

2.3.2.9 Comercializador.

Los comercializadores venden electricidad al consumidor final. Hoy en día realizan el papel de enlace entre el mercado mayorista, y el mercado minorista de la energía, ya que su papel es el de comprar grandes paquetes de energía en el mercado mayorista o a través de contratos bilaterales, para poder venderlos en el mercado minorista, es decir, a sus clientes.

En las redes con generación distribuida también gestiona los recursos del régimen de autoconsumo, de manera obligatoria si las potencias producidas son inferiores a los 10 kW, y de manera opcional (por parte del cliente) si las potencias generadas están entre 10 y 100 kW.

A continuación, se muestran dos esquemas, el primero muestra el sistema en el caso de que la producción de energía sea centralizada, y en el segundo el caso en el que se incluya generación distribuida y redes inteligentes. Las flechas en rojo indican los flujos económicos, las flechas en verde los flujos de energía, y en morado se encuentran las transacciones que realizan los diferentes agentes que promueven flujos de datos e información:

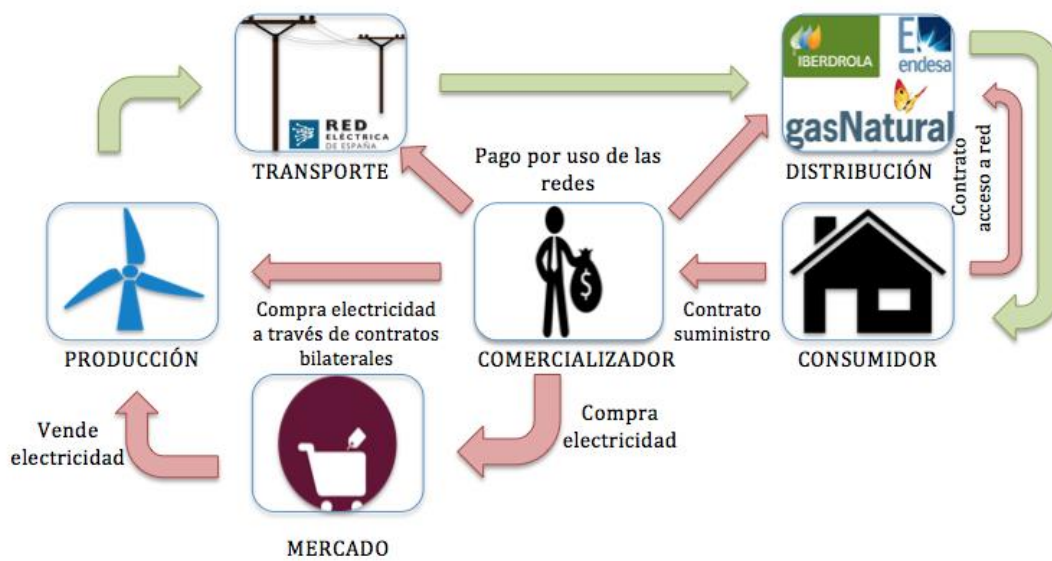


Figura 1. Esquema de la red eléctrica actual. Fuente: Propia.

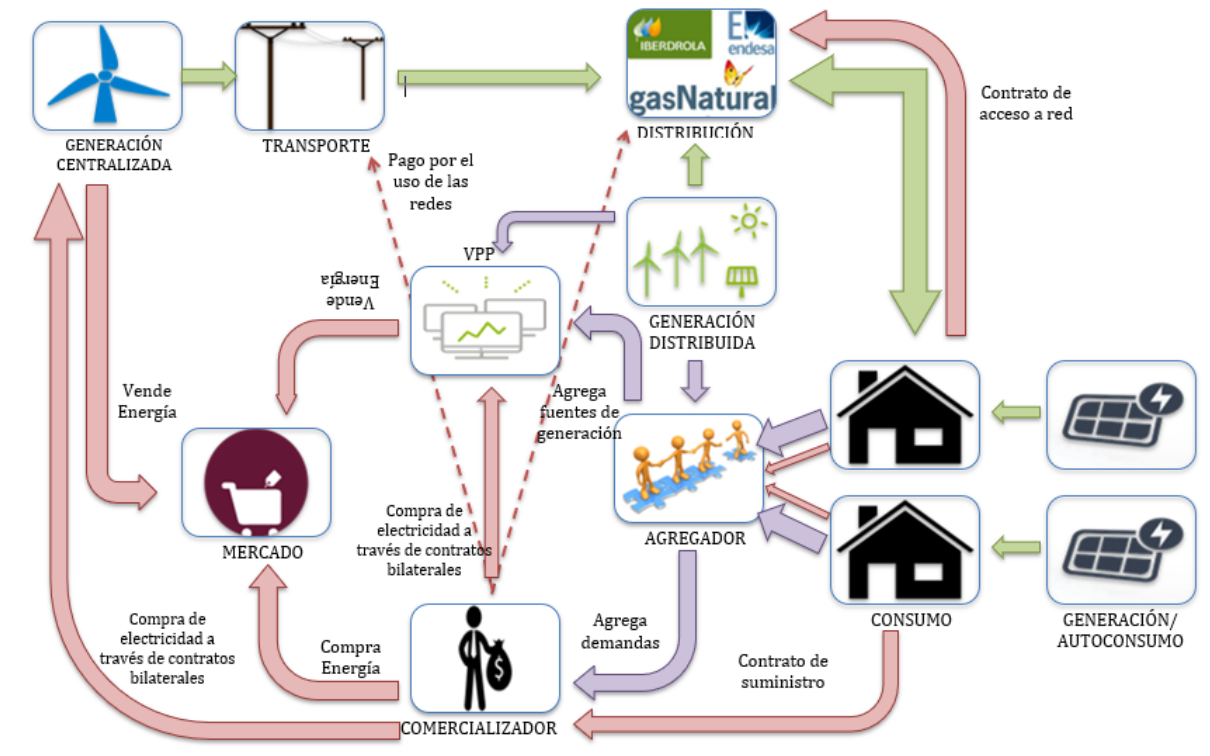


Figura 2. Esquema de la Red Inteligente. Fuente: Propia.

Como se puede observar la red que incluye autoconsumo y generación distribuida es mucho más compleja que la red actual, por ello aparecerán nuevos modelos de negocio, en los que se reinventen los negocios actuales, o bien se cree una nueva forma de prestar servicios relacionados con la energía, que no incluya solo la producción de la misma.

2.3.3 Nuevos modelos de negocio

En una red inteligente, donde prima la generación distribuida a la centralizada, y los consumidores toman un papel más importante, tanto a la hora de gestionar su propia energía, como a la hora de producirla, el modelo tradicional de venta de energía no presenta un marco de ganancias como el que ha llevado hasta ahora. Es por ello que se debería considerar cambiar el modelo actual bien cambiando el modelo de negocio llevado a cabo por las tradicionales empresas eléctricas, o bien apostando por un cambio en la forma de ver nuestra gestión de la energía hoy en día y evolucionar hacia un modelo en el cual las energías renovables toman un papel más importante, así como el autoconsumo o la autoproducción, y los programas de respuesta a la demanda.

El mercado eléctrico español actual es un mercado liberalizado desde 1998, hasta ese año estaba regulado por el gobierno, quien establecía el precio de la electricidad y remuneraba con ello a las empresas encargadas de la producción, transporte y distribución de dicha energía. Esta liberalización ha evolucionado en un modelo donde las empresas productoras venden la energía en un mercado mayorista, donde se comercia con la energía que va a consumirse al día siguiente y en él se casa la oferta y la demanda para fijar el precio que tendrá dicha energía. De manera que las centrales

productoras de gran potencia realizan ofertas de venta de energía a los precios que están dispuestas a vender a cada hora del día siguiente, mientras que las comercializadoras hacen ofertas de compra al precio que están dispuestas a comprar a cada hora del día siguiente. Las ofertas de venta se ordenan de menor a mayor, es decir, de las empresas que están dispuestas a producir a menor coste a las que más, y las ofertas de compra se ordenan de mayor a menor, es decir, del mayor precio que una comercializadora está dispuesta a pagar por la energía al menor, estas dos curvas se cruzan cuando se ha llegado a la energía que se estima que se va a producir la hora X del día siguiente, ya que será la energía que querrán adquirir las comercializadoras para satisfacer a sus clientes. El precio fijado será marginal, es decir el precio que haya firmado la última productora para entrar al mercado (OMIE, s.f.). Este proceso en España lo realiza OMIE y a continuación se puede observar un ejemplo de curva de casación de la oferta y la demanda de energía.

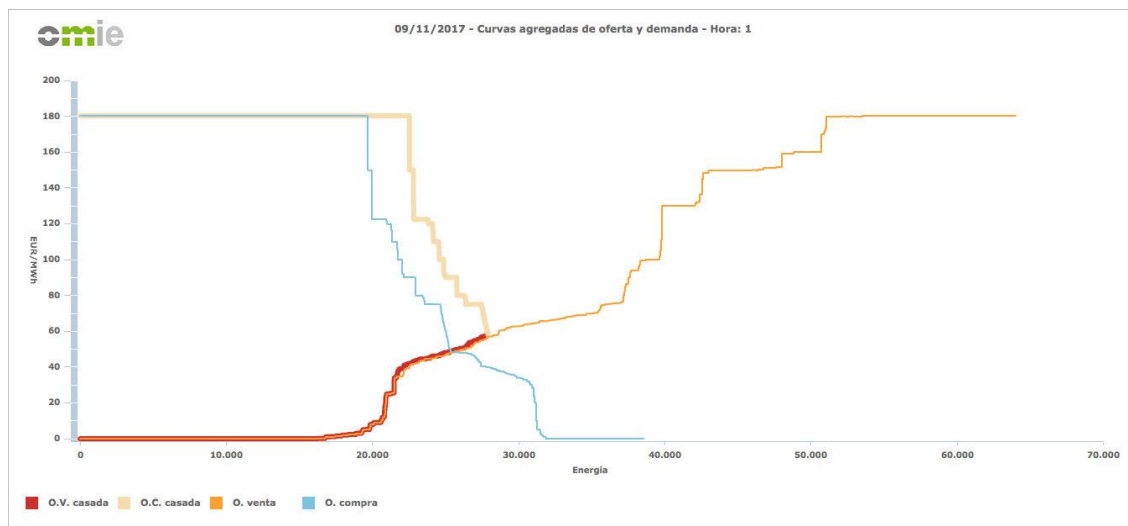


Figura 3. Gráfica de la casación de la oferta y la demanda. Fuente: OMIE.

Una transición energética en la cual las energías renovables tienen un papel principal y el consumidor pasa de ser un agente pasivo a uno activo, capaz de modificar su comportamiento respecto al consumo para ajustarse a los requerimientos de red, o bien a producir su propia energía, mediante placas fotovoltaicas u otra energía al alcance de éstos para sumarse a la red distribuida, hace que los modelos actuales de mercado necesiten de un nuevo desarrollo.

Por una parte, modificando el comportamiento de los consumidores haciendo que estos reaccionen a cambios en la red o modulen su consumo dependiendo del precio horario de la electricidad, conducirá a que éstos consigan facturas de electricidad menores. Esto conlleva a que las empresas eléctricas no facturarán la misma cantidad de dinero y no hará falta producir cantidades de energías tan grandes en las centrales convencionales.

Por otra parte, si los consumidores producen una parte o la totalidad de la energía que consumen mediante placas fotovoltaicas, dejaran de consumir esa cantidad de la empresa eléctrica comercializadora que les suministra, lo que se traduce en menos cantidad de efectivo entrante en este tipo de empresas.

Es por ello que debería plantearse un nuevo modelo de negocio, ya que el sistema actual donde las grandes empresas eléctricas comercializadoras tienen gran poder sobre el consumidor dejaría de tener sentido. Por otra parte, teniendo en cuenta el poder que tienen resultaría contraproducente que quedaran fuera de esta transición, ya que podrían obstaculizarla. Para ello se deberían modificar tres perspectivas diferentes en su modelo: La creación, entrega y captura del valor con el que comercializan, pasando de comercializar con energía eléctrica a prestar otros servicios (Shomali & Pinkse, 2015).

Es decir, las empresas eléctricas, y futuras empresas en el mundo de la energía, tendrían que sustituir su principal valor actual, la electricidad, por otro tipo de servicios y necesidades que surgen a partir de un mayor empoderamiento por parte de los consumidores, tanto por pasar a ser prosumidores, como por llevar a cabo programas de respuesta a la demanda. Estos nuevos valores pueden ser: la notificación del precio de la energía, el asesoramiento en cuanto a eficiencia energética, la agrupación de consumidores flexibles para dar respuesta a la demanda, agrupación de pequeños puntos de generación para participar en el mercado, el control y monitorización energética en el hogar, etc.

Respecto a la entrega de valor, tradicionalmente las firmas eléctricas entregan electricidad, produciéndola en grandes centrales centralizadas. En un entorno con redes eléctricas inteligentes, éstas podrían cambiar su producción base, haciendo que ésta sea mediante energía distribuida, con fuentes renovables, lo que hace que la respuesta a la demanda pueda ser más flexible, ajustando en mayor medida la oferta a la demanda en el nuevo mix energético. Además, con las Redes Inteligentes se pueden entregar nuevos valores, como la optimización de la red, servicios relacionados con la eficiencia energética o la gran cantidad de datos que se manejan en una red inteligente y su tratamiento.

Por último, la captura del valor, se traduce en buscar nuevas fuentes de ingreso, ya que, con unos consumidores activos, la demanda de electricidad a las eléctricas convencionales disminuirá, y con ello los ingresos debidos a la producción y venta de ésta. Estos nuevos ingresos podrían buscarse por varios caminos. Por una parte, se podría capturar valor mediante la Big Data, ya que como se ha dicho anteriormente una red eléctrica inteligente maneja una gran cantidad de datos, que la empresa eléctrica puede bien intercambiar con los consumidores, para así estudiar sus comportamientos y mejorar sus servicios, o bien pueden vender todos estos datos a un tercero, como puede ser una empresa de servicios energéticos. Por otra parte, la empresa eléctrica puede crear valor mediante esa creación de nuevos servicios de los que se ha hablado anteriormente. Por ejemplo, pueden vender aplicaciones para favorecer la eficiencia energética, pueden implementar servicios de automatización en las casas para realizar una eficiente gestión de la energía o asesorar a los clientes para realizar una buena gestión de sus recursos de generación distribuida, mejorando la eficiencia o realizando el mantenimiento de las mismas.

Además, al aparecer nuevos actores en el sistema eléctrico que realizan acciones necesarias dentro de una red inteligente, éstos pueden ser una oportunidad para esta migración de valores de las empresas eléctricas. Estos actores pueden agruparse en estos tres grupos:

- Necesidad del papel del agregador. Estos agentes agrupan consumidores flexibles para ofrecer servicios de respuesta a la demanda, o bien pequeños puntos de generación, como pueden ser puntos de generación fotovoltaica en cubiertas de edificios, para ofrecerlos como paquetes de producción a una planta virtual de generación.
- Plantas virtuales de generación. Este agente agrupa la generación ofrecida por los agregadores o por puntos de generación distribuida más grandes, pero que aun así no son los suficientemente grandes para entrar directamente en el mercado.
- Empresas de Servicios Energéticos para Consumidores (ESCOs). Estas empresas asesoran a los consumidores para beneficiarse mediante acciones de eficiencia energética en el mercado, variación del consumo sensible a cambios del precio en el mercado, monitorización energética y control en el hogar etc.

En resumen, las empresas eléctricas deberían cambiar el valor que entregan a la sociedad y nuevas fuentes de ingreso en otros servicios y necesidades que surgen en un entorno de red eléctrica inteligente.

También existen ya alternativas en los modelos de negocio de la energía en el cual se priman los proyectos comunitarios basados en energías renovables (Bauwens, Explaining the diversity of motivations behind community renewable energy, 2016). Ya que existe una parte de la población comprometida con el medio ambiente e interesada en la participación en estos proyectos. Aunque existe un componente de confianza interpersonal en estos proyectos (Bauwens & Eyre, Exploring the links between community-based governance and sustainable energy use: Quantitative evidence from Flanders, 2017), muchas veces los ciudadanos se muestran reticentes si saben que el resto de la comunidad no lo va a llevar a cabo, sintiendo que del esfuerzo que ellos están haciendo para abrazar estas nuevas tecnologías acaba beneficiándose todo el mundo.

Es por ello que las cooperativas permiten que estos consumidores concienciados con el medio ambiente inviertan en proyectos de energías renovables. Las cooperativas, a diferencia de las empresas eléctricas convencionales, utilizan un método más democrático a la hora de llevar la empresa, donde todos los miembros tienen derecho a votar sobre los valores de la misma y no existen grandes barreras para la entrada de nuevos miembros.

Las cooperativas energéticas están creciendo por toda Europa, aunque existen diferentes niveles de progreso, siendo muy avanzado en Dinamarca y Alemania, pero más retrasados en países como Reino Unido. En Bélgica por ejemplo, existe una cooperativa, Ecopower (Bauwens & Eyre, Exploring the links between community-based governance and sustainable energy use: Quantitative evidence from Flanders, 2017) (una de las cooperativas más grandes de Europa), que motiva a sus clientes con iniciativas de eficiencia energética, ya sea mediante la comunicación (cada usuario de Ecopower recibe una llamada al entrar en la cooperativa mediante la cual se asesora en cómo reducir el consumo energético); mediante la no imposición de tasas a aquellos usuarios que tengan instalados

paneles fotovoltaicos y se conecten a red, de manera que éstos solo pagarían por lo que consumen de red; y mediante la instalación de dichos paneles, ya que la cooperativa ofrece dos posibilidades para facilitar la instalación en las casas, los usuarios bien pueden alquilar los paneles a la cooperativa, o bien instalar con su propio capital los paneles pero bajo la recomendación por parte de la cooperativa de la empresa instaladora y la opción tecnológica más viable.

Como se puede observar el modelo de negocio de esta cooperativa incluye directamente este cambio en el modelo de negocio tradicional, creando nuevos valores, y buscando la captura de ese valor en nuevos servicios que se acoplen a las nuevas necesidades de los clientes. Además, se permite a los consumidores la integración en un grupo en el cual existe un ambiente de concienciación en la utilización de energías renovables para llevar a cabo un consumo de energía más sostenible, que se sienten apoyados por la cooperativa y sus miembros a la implantación de estas nuevas iniciativas.

2.4 MARCO LEGISLATIVO DE LA PRODUCCIÓN DISTRIBUIDA

En el presente apartado se va a analizar el marco legislativo europeo y el español, quedando patente las diferencias que existen entre ellos, y necesidad de una evolución en la legislación española para poder promover el mismo tipo de proyectos que se están promoviendo ya en Europa, de manera que se motive el autoconsumo y se favorezca la instalación de recursos para ello.

2.4.1 Marco Europeo

La Unión Europea muestra su preocupación sobre acciones de eficiencia energética como medio para limitar el cambio climático y superar la crisis económica. La Directiva Europea 2012/27/EU (Parlamento Europeo, 2012) ya busca establecer un marco común de medidas para el fomento de la eficiencia energética en países miembro a fin de asegurar el objetivo de mejorar en un 20% la eficiencia energética, para el horizonte fijado. Así mismo se busca eliminar las distintas barreras en el mercado de la energía que obstaculizan la eficiencia en el abastecimiento y consumo de la energía.

En la revisión de dicha Directiva, incluida en el Paquete de Inverno (Comisión Europea), además de promover el uso del coche eléctrico, se fomentará el autoconsumo compartido y se mantendrá de la figura del autoconsumidor como consumidor, y no como productor siempre y cuando produzca menos de 10MWh anuales, o 500 MWh en el caso de que sea una persona jurídica.

Es por ello que el mercado europeo está cambiando hacia una nueva estructura donde los prosumidores utilizarán energías para el autoconsumo, como la fotovoltaica en los sectores tanto residencial, como comercial e industrial.

Muchos países han adoptado disposiciones para favorecer el autoconsumo con energía solar fotovoltaica, algunos ejemplos son (Enerinvest):

- Alemania. Inicialmente se motivó el uso de energía fotovoltaica para el autoconsumo mediante un sistema de primas por kWh autoconsumido, más tarde se optó por pagar una prima por excedente de electricidad vertida a red. Además, desde 2014 los nuevos sistemas en modo de autoconsumo deben pagar un impuesto en las facturas de electricidad destinado a la financiación de proyectos de energías renovables, quedando exentas las instalaciones de menos de 10 kWp.
- Italia. En Italia se ha motivado el autoconsumo mediante el programa Scampo Sul Posto (SSP) mediante el cual se remunera la energía vertida a red mediante una cuota energética basada en el precio de mercado y una cuota de servicio vinculada a los costes de la red.
- Suecia. Se apoya el autoconsumo desde 2015 mediante un crédito fiscal que funciona como una prima y está fijado en 0,6 SEK/kWh (0,7€/kWh), con un límite de inyección de 30000 kWh.
- Países Bajos. En los Países Bajos se apoya el autoconsumo, pero no se subvenciona. Cuando la producción de electricidad excede el consumo el prosumidor recibe una prima baja, y al revés. Pero, además, el gobierno promueve proyectos colectivos, los consumidores individuales pueden realizar una forma de balance neto virtual si participan en un proyecto fotovoltaico residencial en su comunidad o en los límites de las comunidades vecinas. El balance neto permite consumir de red la cantidad de energía producida durante el día que había quedado como excedente, y por lo tanto se había vertido al sistema, es decir permite recuperar la energía que se había vertido a red desde una instalación de autoconsumo.

También tienen proyectos similares a los anteriores países como Bélgica y Dinamarca.

A continuación, se presenta una tabla mediante la cual se plasma un resumen de la situación del autoconsumo en algunos países de Europa:

Tabla 3. Esquema del estado del autoconsumo en Europa. Fuente: Enerinvest.

		<i>Dinamarca</i>	<i>Alemania</i>	<i>Italia</i>	<i>Países Bajos</i>	<i>Suecia</i>		<i>Bélgica</i>		<i>España</i>	
						<i>>23kW</i>	<i><23kW</i>	<i>Comercial</i>	<i>Residencial</i>	<i><100kW</i>	<i>>100kW</i>
Autoconsumo	<i>Derecho al autoconsumo</i>	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
	<i>Ingresos por autoconsumo</i>	Ahorro en la factura eléctrica									>100kW
	<i>Valor del exceso de electricidad</i>	Balance neto menos de 1h, precio menor al minorista a partir de 1h.	Primas	Facturación de balance neto según precio de mercado	A precios minoristas (balance neto)	Precio mayorista	0,06 €/kWh Producido	Solo si hay contrato de venta de energía	Precio minorista	No	Precios mayoristas
Pagos a la red	<i>Cargos por uso de red</i>	No	No	Por encima de 20kW	No	No	No	No	Impuesto por capacidad en algunas regiones	No en menos de 10kW	Sí
	<i>Peaje de red, impuestos al autoconsumo</i>	Sí	Peaje de red y tasa por energía renovable	No	No	Peaje de red e IVA	Peaje de red e IVA	No	Según capacidad y región	Peaje de red	Peaje de red
Otros	<i>Facilitadores de autoconsumo</i>	Tarifa horaria	Incentivos a las baterías	No	Tarifa horaria (experimental)	Tarifa horaria	Tarifa horaria	Tarifa horaria	Tarifa horaria	No	No
	<i>Limitaciones del tamaño del sistema</i>	6kW	El autoconsumo debe suponer un mínimo del 10% del consumo	No para autoconsumo	15kW	23kW	Máximo 30 MWh/año	>10kW	<10kW	Menor o igual a la capacidad contratada	No

Como se puede observar en la tabla la legislación española va por detrás de la mayoría de los países europeos, poniendo trabas al autoconsumo mediante cargos por uso de la red. Esto hace necesario un cambio inminente en la legislación española si se quiere estar a la altura de los otros países europeos.

2.4.2 Marco Español

Con lo visto anteriormente queda patente que la legislación española tiene que cambiar para superar las barreras actuales que impiden el desarrollo del autoconsumo y sobre todo del autoconsumo compartido, debido a que la normativa Europea está empujando a ello, y ya no solo el superar barreras ha de ser el objetivo, si no que la nueva legislación en los próximos años debe favorecer el uso de estas prácticas, promoviendo, apoyando e incluso subvencionando los proyectos de autoconsumo y autoconsumo compartido, como se hace en otros países de la Unión Europea.

Respecto a proyectos de autoconsumo individual, el Real Decreto 900/2015 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo) se establecen las modalidades de autoconsumo (Artículo 4), y los requisitos generales para acogerse a una u otra modalidad de autoconsumo (Artículo 5). En cuanto a las modalidades de autoconsumo existen los siguientes tipos:

- Modalidad de autoconsumo tipo 1. Son instalaciones que tienen que tener una potencia inferior a los 100kW, y no reciben retribución por los vertidos de energía a la red eléctrica. En este caso el titular de la instalación y de consumo ha de ser el mismo.
- Modalidad de autoconsumo tipo 2. En este caso las instalaciones pueden superar los 100 kW y percibirán retribución por los vertidos a la red eléctrica.

En los dos casos, la potencia de la instalación tendrá que ser menor o igual a la potencia contratada, se permite la instalación de baterías, y se han de pagar una serie de cargos (Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico), que se dividen en dos:

- Cargos fijos. Se paga un cargo si la potencia generada es mayor a la potencia a facturar medida en el contador de la compañía. Este coste solo se aplicará en el caso de que se usen baterías en las instalaciones de tipo 1 y en todas las instalaciones de tipo 2.
- Costes variables. Se paga un cargo por la energía generada por la instalación fotovoltaica, en las instalaciones de tipo 1, si la potencia es inferior a 10kW, no se deberá pagar este cargo.

En conclusión, el autoconsumo en España es posible, pero siempre a sabiendas de que se tendrá que pagar un coste por ello, es decir, se castiga por ello. En instalaciones de tipo 1 de potencia menor a 10 kW en principio no debería pagarse ningún cargo por realizar autoconsumo, si bien, sin el uso de baterías el autoconsumo queda muy limitado a las horas de las que se dispone de fuente de energía renovable, en el caso de la energía fotovoltaica en

las horas diurnas, pero por ejemplo, un hogar en el que se trabaje durante todo el día y por lo tanto no haya ocupación en la vivienda en las horas de sol, la instalación de placas fotovoltaicas sin una batería no tiene sentido.

En cuanto al autoconsumo compartido la situación ahora mismo es mucho más desfavorable, pese a que es el sistema que se está promoviendo en mayor medida en Europa. En el Real Decreto 900/2015 en el apartado 3 del artículo 4 se elimina la posibilidad de autoconsumo compartido: “En ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores”.

Desde mayo de 2017 el Tribunal Constitucional (BOE) dio luz verde a la posibilidad de realizar instalaciones de autoconsumo compartido, dejando fuera de la competencia del estado la legislación relacionada con ello y dejándola en manos de competencias autonómicas, a causa de un recurso que presentó la Generalitat de Catalunya ante el Tribunal Constitucional por invasión de competencias en lo relacionado con el autoconsumo. En concreto, el Tribunal Constitucional analiza el artículo 4 y el artículo 5 del Real Decreto 900/2015, ya que la Generalitat de Catalunya alega que estos artículos invaden sus competencias porque dichas instalaciones de generación a pequeña escala y de pequeña potencia no tienen incidencia significativa, ni en lo técnico ni en gestión, en el Estado.

Aun así, algunos proyectos emergentes de autoconsumo compartido se siguen topando con barreras a la hora de poner en marcha este tipo de instalaciones. Un ejemplo de ello es el de la comercializadora Holaluz que ha montado la primera instalación de autoconsumo compartido en España, en Rubí (Barcelona), la cual reconoce que el principal obstáculo que se están encontrando son las empresas distribuidoras, que se oponen a cualquier propuesta porque pierden negocio al dejar de facturar varios contadores y quedarse con uno solo.

Esta situación, tanto la del autoconsumo individual, como el compartido, deja a España en una situación comprometida para ponerse al nivel de Europa, así como de alcanzar los objetivos promovidos para el horizonte 2020, por lo que es necesario disponer de una legislación más favorable a este tipo de recursos, así como de una legislación más clara, más accesible al ciudadano para que quede más patente hasta qué punto el autoconsumo es posible.

Por último, por lo que se refiere a las redes inteligentes, según los artículos 67-69 del RD 1955/2000, España actualmente no reconoce las “microrredes” compartidas por diferentes consumidores. Una red solo puede ser: red interior (de un mismo titular dentro de una misma referencia catastral), línea directa (un solo titular con cableado que pasa por diversas referencias catastrales) o red de distribución o transporte (propiedad de las empresas titulares de estas redes).

En lo que concierne a la Comunidad Valenciana, desde el Institut Valencià de Competitivitat Empresarial (IVACE) se quiere favorecer la implantación del autoconsumo. Es claro que la Comunidad Valenciana es privilegiada en cuanto a recurso solar, lo que hace que las instalaciones fotovoltaicas sean más rentables, además se dispone de un gran número de cubiertas dispuestas para instalar en ellas paneles fotovoltaicos, y por último se tiene una red de distribución adecuada para verter energía en ella. Las acciones que lleva a cabo el IVACE promueven las instalaciones en edificios dentro de la comunidad, ya sean colegios, hospitales,

o en viviendas residenciales, pero según el tipo de edificio la ayuda llega de diferente manera. En caso de empresas y entidades pertenecientes a la comunidad, ya sean públicas o privadas se ofrece una financiación retornable de la instalación, al 0% de interés, y a retornar en 10 años, lo cual se cree que es suficiente si se paga con los beneficios que proporciona dicha instalación (IVACE) . En cambio, en caso de viviendas residenciales las ayudas llegan en forma de incentivos fiscales, como es la desgravación del IRPF. También se planea para 2018 llevar a cabo una guía de instalación destinada a municipio y edificios públicos, que facilite al público los trámites que conllevan estos proyectos.

En lo que se refiere a la ciudad de Valencia, ésta ha desarrollado su Plan de Acción para la Energía Sostenible (PAES) a raíz del Pacto de los Alcaldes el cual ha evolucionado en el Plan de Acción para el Clima y la Energía Sostenible (Ayuntamiento de Valencia, s.f.), iniciativa contra el cambio climático llevada a cabo por parte de la Comisión Europea. En el PAES se recogen los compromisos que la ciudad de Valencia ha adquirido en relación con el fomento de las energías renovables y la eficiencia energética en el territorio. Estos compromisos se recogen en seis líneas estratégicas a seguir, las cuales son:

- Eficiencia energética y ahorro en el consumo de recursos.
- Movilidad sostenible.
- Gestión de residuos.
- Educación y concienciación ambiental.
- Urbanismo sostenible
- Adaptación al cambio climático.

Dentro de la estrategia en cuanto a la eficiencia energética se encuentra un plan de acción mediante el cual se fomenta la instalación de energías renovables en edificios públicos y probados, como el plan del IVACE, mediante el cual se pretenden reducir 120.675 toneladas de CO₂.

2.5 BARRERAS

En este apartado se van a definir una serie de barreras frente a la aplicación de redes inteligentes, autoconsumo y programas de respuesta a la demanda por parte de los diferentes agentes que entran en juego en estas acciones. Estas temáticas se profundizan durante el análisis socio-económico de las barreras y soluciones percibidas por los actores.

2.5.1 Legislativas

En primer lugar, cabe decir que la legislación española no es clara en lo que se refiere a las instalaciones de autoconsumo. Es decir, es difícil seguir los pasos legislativos que permiten definir una instalación de autoconsumo.

Además, España sigue teniendo una serie de cargos que se aplican a las instalaciones de autoconsumo, lo que no hace atractiva la idea de realizar una instalación de este tipo a los usuarios del sistema. De estos cargos solo están exentos los productores de menos de 10kW que no tengan baterías instaladas en sus sistemas. Esto dificulta la promoción de instalaciones de autoconsumo, ya que los usuarios perciben que las instalaciones de energía fotovoltaica no están permitidas o acarrearán cargos e impuestos, cuando en instalaciones pequeñas, como las que pueden ser de viviendas unifamiliares no se aplica ningún cargo al no superar los 10kW

Con esto, aunque hasta el presente la legislación española prohíbe el autoconsumo compartido, se están llevando a cabo acciones legales por las que el tribunal constitucional quiere dejar la decisión de prohibir o no el autoconsumo compartido a las comunidades autónomas, dando luz verde a aquellas que quieran llevarlo a cabo, pero éstas se encuentran trabas impuestas por la empresa distribuidora que posee las redes de distribución de dicha comunidad (El Periódico de la Energía).

2.5.2 Sociales

Socialmente existen varios obstáculos, relacionados sobre todo al desconocimiento sobre los asuntos ligados al sistema eléctrico y lo que conlleva una red inteligente. Por ejemplo, los usuarios desconocen la variación horaria del precio de la energía y, por lo tanto, cuándo se producen los máximos y los mínimos, y cómo pueden ahorrar en su factura.

También por desconocimiento los usuarios pueden pensar que existe la posibilidad de quedarse sin suministro de energía si tienen instaladas en su casa placas fotovoltaicas, así como las posibilidades de conexión a la red si se tienen este tipo de instalaciones.

Por último existe una barrera por el bajo desarrollo de la cultura energética del ahorro y la baja conciencia del problema medioambiental, ya que se tiende al despilfarro energético (luces o aires acondicionados encendidos en lugares donde no hay personas, aires acondicionados encendidos con ventanas abiertas etc.). También por este bajo nivel de conciencia a los ciudadanos no les compensa la remuneración económica respecto a los inconvenientes de las posibles interrupciones de suministro debido a programas de respuesta a la demanda. (Rodríguez García, Alcázar Ortega, & Carbonell Carretero, 2016)

2.5.3 Económicas

El contexto económico está directamente relacionado con el legislativo. En España se asumen cargos al poseer una instalación de autoconsumo, estos cargos están impuestos por el gobierno y a parte se tiene que poder abarcar la inversión de capital que una instalación de este tipo requiere. Esto hace necesario que se disponga de cierta solvencia económica si se quiere poseer una instalación de este tipo (Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico).

Además, los incentivos económicos para dar servicios de operación no son los suficientemente atractivos, así como la no remuneración al verter la energía producida sobrante a red, lo que hace que no se motive este tipo de inversión.

2.5.4 Técnicas

Respecto a las barreras técnicas, en lo que se refiere al desarrollo de la tecnología, ésta se considera que en un par de años alcanzará la paridad de red en el 80% de los países del mundo (National Bank of Abu Dhabi), es decir, la generación fotovoltaica ya ha demostrado ser tan rentable como otro tipo de energía. Aun así, podemos encontrar barreras en el hecho de que, en según el uso de un edificio, la producción eléctrica no coincide con los picos de demanda de los edificios, como pasa en el caso residencial, haciendo esencial el uso de baterías.

Respecto a la red, la aparición de instalaciones de autoconsumo conlleva que la red de distribución sea más compleja, al recoger en ella nuevos flujos de energía.

2.6 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

De acuerdo con el aumento de población en las zonas urbanas, y el consecuente aumento de demanda de bienes como el agua, los alimentos o la energía, las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero han aumentado en los últimos años y seguirán haciéndolo a un ritmo considerable si no se toman medidas al respecto. Esto conlleva una oportunidad para reformular el concepto de ciudad evolucionando hacia un modelo más sostenible, y que permita utilizar los diferentes recursos consumidos de manera más inteligente.

La energía constituye un pilar en estos cambios, ya que las cantidades de CO₂ que se producen mediante su generación con centrales convencionales es muy elevada, lo que hace necesario plantearse un modelo de producción descentralizada, en el cual se primen las energías renovables, fomentando el autoconsumo en las viviendas y los sectores comercial e industrial y apostando por la eficiencia energética.

Es por ello que en este capítulo se ha analizado el estado del arte de los conceptos involucrados en este cambio, como el de Red Inteligente, con los actores que la componen y sus roles y los nuevos modelos de negocio que con ello puede surgir, también se ha realizado un análisis de la legislación vigente, tanto española (a nivel estatal, de autonomía y municipal), como europea, ahondando en aquellos puntos que entran en conflicto con esta evolución y detectando, en el contexto actual, elementos que impiden el desarrollo de este nuevo modelo con fluidez.

3. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y SOCIO-ECONÓMICA PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DISTRIBUIDA.

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se explica la metodología para evaluar la viabilidad, tanto de manera técnica como socio-económica, de la producción de energía fotovoltaica de manera distribuida y el despliegue de redes inteligentes a nivel local. Por una parte, se describe la metodología para el análisis técnico, el cual incluye el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica a partir de un análisis de las demandas que se quieren cubrir con ella y la integración, de manera posterior, de esta instalación dentro de una red en la cual se encuentran varias instalaciones y varias demandas que cubrir, considerando la incorporación o no de baterías, mediante la utilización del software Homer Energy.

Por otra parte, se describe la metodología para el análisis socio-económico del trabajo, la cual incluye un análisis de la situación y de las barreras a las que se enfrenta la producción de energía fotovoltaica distribuida y el despliegue de redes inteligentes a nivel local, un análisis de los diferentes actores relacionados directamente con el área de estudio y finalmente la elaboración de un cuestionario que se aplicará en el caso de aplicación del capítulo siguiente.

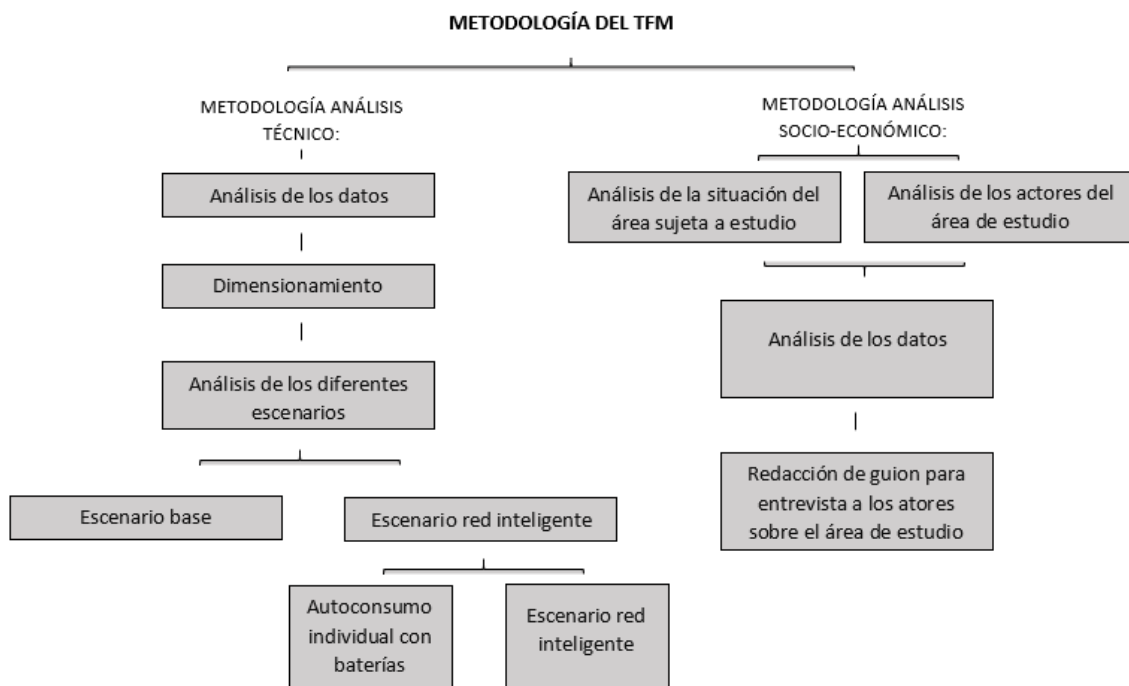


Figura 4. Diagrama de bloques de la metodología seguida en el TFM. Fuente: Propia

3.1 ANÁLISIS TÉCNICO. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En este apartado se va a estudiar el procedimiento para realizar el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica. A continuación, se muestra un diagrama de bloques donde se muestran los pasos que se van a seguir a lo largo de los siguientes puntos.

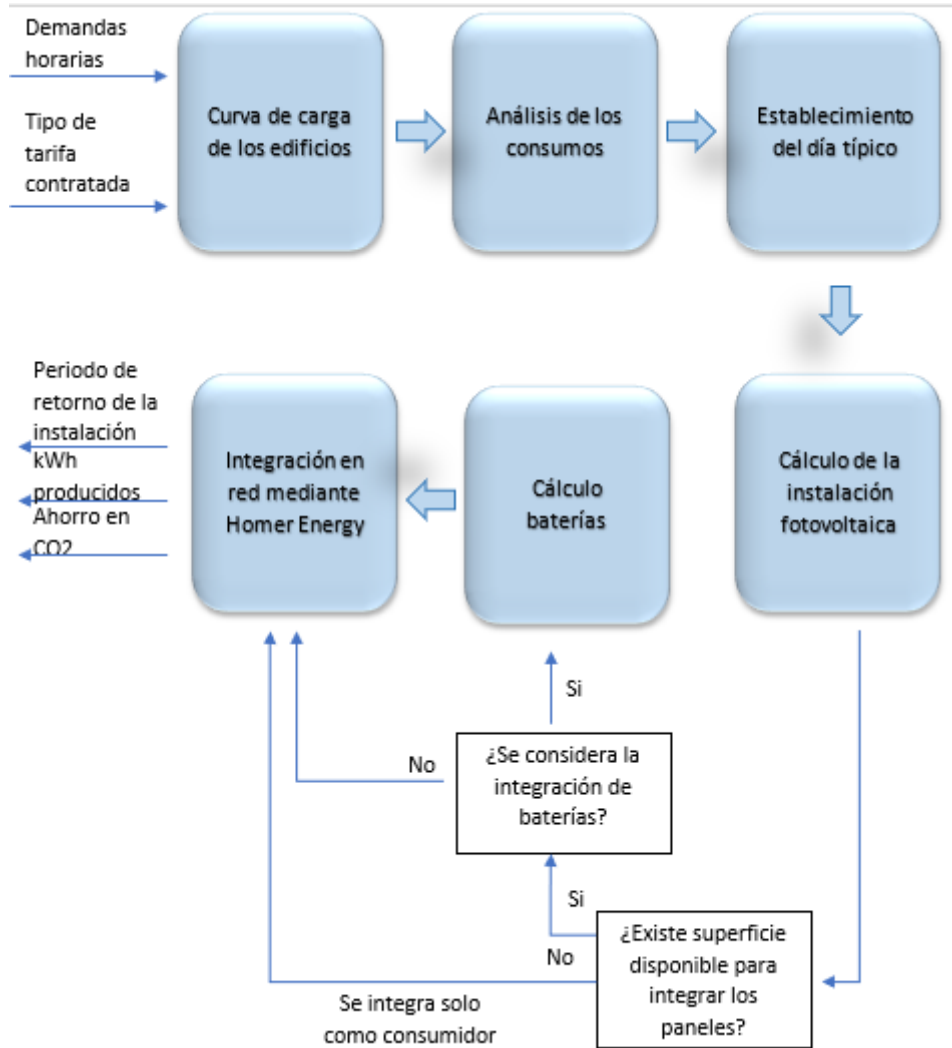


Figura 5. Diagrama de bloques de la metodología seguida en el análisis técnico del trabajo.
Fuente: Propia

3.1.1 Análisis del consumo

Para conocer la energía a cubrir con las diferentes instalaciones fotovoltaicas se tienen que conocer los consumos de los diferentes edificios que integran la red. En este caso se cuentan con tres tipos de edificios diferentes: Escuelas, el edificio de Las Naves y Polideportivos, que como se puede observar tendrán consumos diferentes a lo largo del día debido a su uso principal. De cada uno de estos edificios se analizarán los diferentes niveles de demanda que se pueden encontrar en un día típico.

3.1.2 Dimensionamiento de la instalación

Para llevar a cabo el dimensionado de una instalación fotovoltaica, en primer lugar, se tienen que conocer los diferentes elementos que la integran, para poder, con ellos, transformar la radiación procedente del sol en energía eléctrica. Según el IDAE (IDAE, s.f.) estos elementos son:

- 1) Generadores fotovoltaicos. Es la asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas, las cuales se definen como un subconjunto de módulos asociados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con el voltaje igual a la tensión nominal del generador. El módulo fotovoltaico es a su vez un conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie. Los módulos se encargan de la transformación de la radiación solar en corriente eléctrica.
- 2) Cuadros de conexión en corriente continua (CC). Agrupa la producción de los diferentes módulos fotovoltaicos para llevarla al inversor.
- 3) Protección y maniobra en CC. Protege contra sobretensiones o cortocircuitos en el lado de continua.
- 4) Inversor. Es un convertidor de tensión y corriente continua en corriente alterna.
- 5) Protección y maniobra en Corriente Alterna (AC). Protege contra sobretensiones o cortocircuitos en el lado de alterna.
- 6) Equipos de medida. En las instalaciones de baja tensión conectadas a red es necesario instalar una serie de equipos de medida, tanto en el lado de baja tensión como en el de media tensión, según viene especificado en el Manual Técnico MT-2.80.14, o en el caso de tener placas con potencia igual o inferior a 5 kW se seguirán las Normas Iberdrola NI-42.71.01, NI-42.72.00 y NI-42.71.05.
- 7) Centros de transformación. Permite mantener la potencia de la red a un lado y otro del transformador, variando la tensión, de esta manera será necesaria si la instalación de baja tensión se quiere conectar a media tensión.

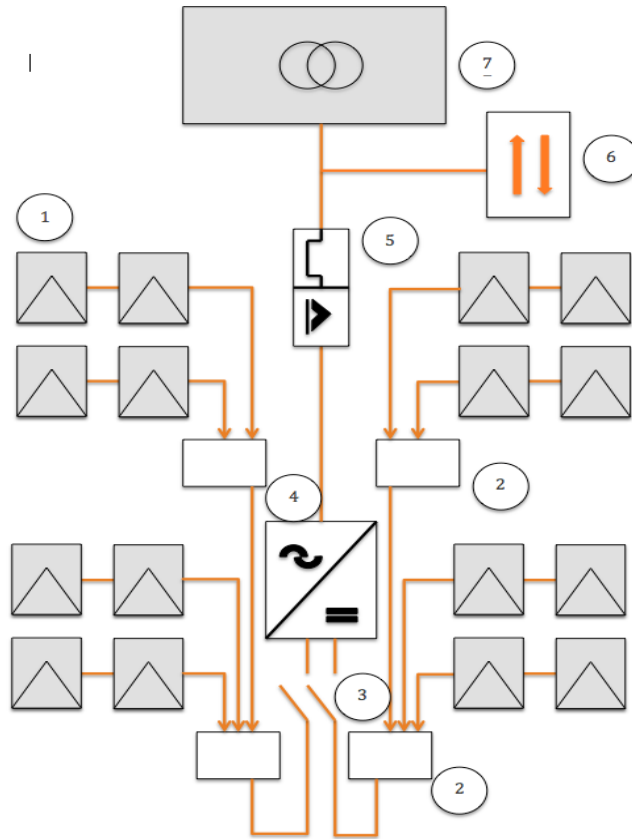


Figura 6 Esquema de una instalación fotovoltaica

Otro aspecto a tener en cuenta es la inclinación y orientación de los paneles fotovoltaicos. Respecto a la inclinación, la radiación solar incidente sobre la placa variará dependiendo del ángulo de inclinación que forma la misma con la radiación, siendo máxima cuando incide de manera perpendicular. Es por ello que conviene buscar el ángulo de inclinación de los paneles respecto al plano horizontal que hace máxima la potencia media anual recibida, ya que la inclinación de los rayos del sol respecto a la superficie varía a lo largo del año, siendo máxima en verano y mínima en invierno. En la mayoría de los casos este ángulo coincide con la latitud del lugar de instalación. También pueden existir restricciones para la inclinación de los paneles, por ejemplo en el caso de que exista ya una cubierta inclinada cierto ángulo dónde se vayan a poner los paneles, que en ese caso llevarán la inclinación de dicha cubierta. También por facilitar la instalación de los paneles suelen usarse ángulos más sencillos de instalar, por ejemplo, la latitud de Valencia es 39° , pero se puede utilizar un ángulo de 45° para hacer más fácil su instalación.

Respecto a la orientación, ésta ha de ser hacia el sur, en el hemisferio norte. Según el IDAE la variación de ángulo respecto al sur de hasta 30° hace disminuir la radiación recibida en menos del 5%, pero a partir de ese ángulo las pérdidas de radiación son considerables, por lo que la instalación se orientará hacia el sur preferiblemente, y de no poder ser el ángulo respecto al sur puede ser de unos 15%.

Por último, y a fin de evitar pérdidas de sombra entre los mismos paneles, tiene que haber una separación mínima entre diferentes filas de placas para que éstas no se hagan sombras entre ellas. Para ello el IDAE proporciona la manera de calcular la distancia mínima necesaria de separación. Para instalaciones de todo el año, como son las que se van a trabajar en este proyecto, esto se dimensiona para el día más desfavorable, es decir, el día que el sol va más bajo, que corresponde al 21 de diciembre y la distancia de garantizar al menos 4 horas de sol en torno al mediodía.

Con esto la distancia mínima vendrá dada por la siguiente ecuación:

$$d = h \times k = \frac{h}{\tan(61^\circ - \theta)} \quad (1)$$

Cada una de estas variables se corresponde con las dimensiones mostradas en la Figura 6, expresadas en metros.

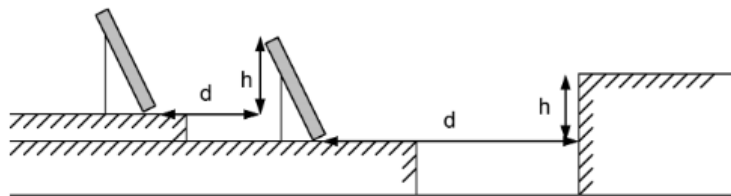


Figura 7. Esquema para el cálculo de la distancia entre módulos

Como se puede ver en la imagen, h es la altura de la placa que puede hacer sombra o bien la diferencia de alturas entre la parte alta de una placa y la baja de la posterior en el caso de que se encuentren a distintas alturas, también en el caso de que haya otro objeto, como un muro, la altura de dicho objeto. k es un factor adimensional al cual se le asigna el siguiente valor, en el cual θ se refiere a la latitud del lugar de emplazamientos en grados:

$$K = \frac{1}{\tan(61^\circ - \theta)} \quad (2)$$

Esta distancia será otro método para comprobar que la instalación fotovoltaica es admisible en un tejado, respecto al espacio disponible del que se disponga o también si es posible la instalación de más módulos de los necesarios para otros usos, o para almacenamiento. El área total de la instalación teniendo en cuenta el espacio entre módulos se calcula de la siguiente manera:

$$A_{total} = A_{módulos} + A_{espacio\ entre\ módulos} \quad (3)$$

Donde:

$$A_{\text{módulos}} = A_{\text{unitaria}} \times N^{\circ}_{\text{modulos}} \quad (4)$$

$$A_{\text{espacio entre módulos}} = (d \times L) \times N^{\circ}_{\text{paralelo}} \quad (5)$$

En la ecuación 5, d es la distancia entre módulos, y " L " es el número de paneles en serie que se tienen por el ancho de los módulos elegidos.

También es necesario para el dimensionado de la instalación fotovoltaica la energía que podemos extraer del sol. Por ello es importantes diferenciar entre terminología, cuando se habla de términos de energía por unidad de área se utiliza el término irradiación (kWh/m^2), en cambio para hablar en términos de potencia por unidad de área se utiliza la palabra irradiancia (kW/m^2). Para el dimensionamiento de la instalación esto se tendrá en cuenta a partir de un factor que según la zona climática ajusta la radiación que llega a los paneles.

Para dimensionar el número de paneles que hacen falta en una instalación se pueden seguir dos criterios, eligiéndose el más restrictivo, estos dos criterios son:

- Según la potencia a producir, es decir, si se dispone de espacio suficiente los que marcará el número de paneles será la demanda que se quiere cubrir.
- Según el espacio disponible. Puede ser que constructivamente no se disponga de suficiente espacio para instalar los paneles suficientes cubrir toda la demanda, en ese caso se elegirá el espacio como parámetro limitante de la instalación.

En este caso se utilizará el primer criterio, puesto que en un principio se supondrá que en todos los edificios se dispone de suficiente superficie para cubrir las demandas requeridas.

Una vez determinada la potencia que han de producir los módulos fotovoltaicos en kWp a partir del consumo que se quiere cubrir, se puede seleccionar un módulo y recoger de la ficha técnica del mismo los parámetros más importantes que nos permitirán conocer el número de módulos que serán necesarios para cubrir dicha demanda. Estos parámetros son:

Tabla 4. Características técnicas de un módulo fotovoltaico

PARÁMETRO	NOTACIÓN
Potencia máxima CEM (Wp)	$P_{MOD-MPP-STC}$
Tensión MPP en CEM (V)	$V_{MOD-MPP-STC}$
Tensión en circuito abierto en CEM	$V_{MOD-OC-STC}$
Corriente MPP en CEM	$I_{MOD-MPP-STC}$
Corriente de cortocircuito en CEM (A)	$I_{MOD-SC-STC}$
Coefficiente de Tª a tensión Voc (V/°C)	β_v
Coefficiente de Tª corriente Isc (A/°C)	α_i
Tª nominal de operación (°C)	NOTC

Donde las siglas expuestas significan:

- CEM: Condiciones Estándar de Medida, también se puede denominar STC de sus siglas en inglés (Standard Test Conditions), el IDAE las establece en:
 - Irradiancia solar: 1000W/m²
 - Distribución espectral: AM 1,5 G
 - Temperatura de célula: 25°C
- MOD: módulo
- MPP: Máxima Potencia por Panel.
- OC: Circuito Abierto
- SC: Cortocircuito

Y por lo tanto, el número de módulos necesarios vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$N_{MOD} = N_s \times N_p \geq \frac{P_{GFV-MPP-STC}}{P_{MOD-MPP-STC}} \quad (6)$$

Donde:

- N_s : es el número de módulos en serie
- N_p : es el número de ramas en paralelo
- $P_{GFV-MPP-STC}$: es la potencia pico del generador fotovoltaico, es decir la potencia que producirá la instalación, en vatios.

Pero a su vez el número de módulos que se pueden conectar en serie y en paralelo dependen fuertemente de las características del inversor fotovoltaico utilizado, por lo que en primer lugar se tendrá que dimensionar el inversor.

El inversor se dimensiona a partir de la potencia pico del generador fotovoltaico ($P_{GFV-MPP-STC}$) y el factor de dimensionamiento, el cual permite tener en cuenta la radiación solar de la zona geográfica en la que estará ubicada la instalación y toma los siguientes valores, siempre y cuando la instalación esté orientada hacia el ecuador con una inclinación próxima a la latitud:

Tabla 5. Factor de corrección para el cálculo de una instalación fotovoltaica

ZONA	F_s
Norte de Europa (lat. 55-70°)	0,65-0,8
Europa Central (lat 45-55°)	0,75-0,9
Sur de Europa (lat. 35-40°)	0,85-1,0

En el caso de aplicación, como se verá en el capítulo siguiente, se utilizará el factor de forma referente al Sur de Europa, ya que Valencia se encuentra a una latitud de: 39,4561165, concretamente en Poblats Marítims la latitud varía desde el valor de 39,48 (Malvarrosa) a 39,45 (Nazaret).

Y por lo tanto la potencia máxima del inversor en corriente continua (P_{DC-MAX}) vendrá dado por la expresión:

$$P_{DC-MAX} = F_s \times P_{GFV-MPP-STC} \quad (7)$$

Sabiendo dicha potencia, ya se puede elegir un inversor, a partir del cual conoceremos tres valores con los que dimensionaremos la instalación fotovoltaica en cuanto a máximo y mínimo número de paneles en serie y paralelo que se pueden poner, estos valores son:

- V_{DC-MAX} (La máxima tensión del campo fotovoltaico será inferior a este valor)
- $V_{MPPT-MIN}$ (La mínima tensión del campo fotovoltaico será mayor que este valor)
- I_{DC-MAX} (la máxima corriente del campo fotovoltaico será inferior a este valor)

Es decir para un acoplamiento correcto se tiene que cumplir que:

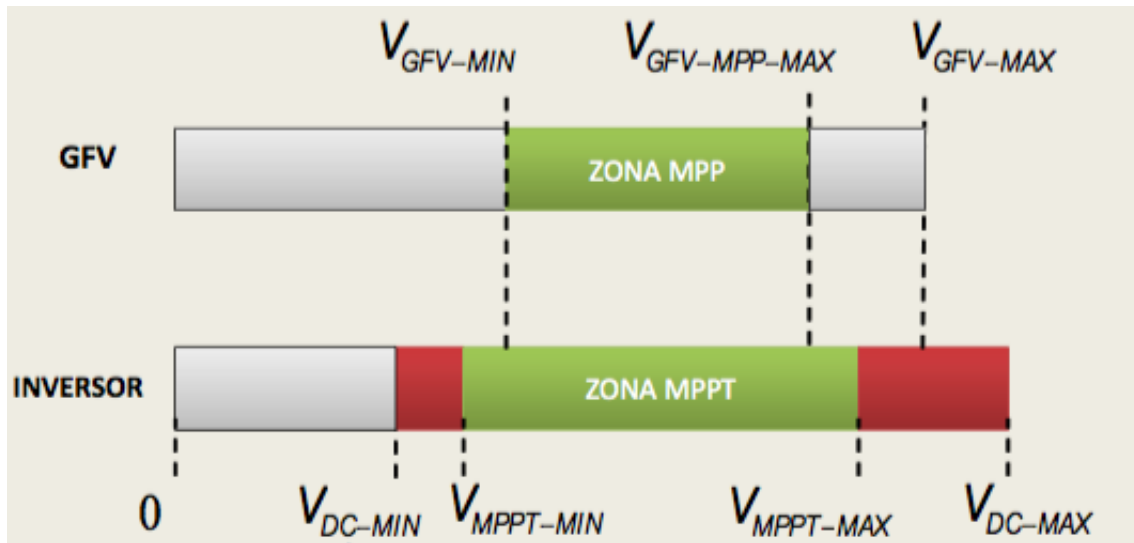


Figura 8. Zona de máxima eficiencia de los módulos fotovoltaicos según inversor

Con esto, la tensión máxima que puede haber en un campo fotovoltaico se produce en circuito abierto, en condiciones STC (máxima irradiancia, 1000 W/m²), y la menor temperatura que se espera en el lugar de la instalación.

$$V_{GFV-MAX} = V_{OC}(G_{STC}, T_{MIN}) = N_S \times V_{MOD-OC}(G_{STC}, T_{MIN}) \leq V_{DC-MAX} \quad (8)$$

De donde se puede extraer el máximo número de módulos en serie que pueden integrar la instalación:

$$N_{S-MAX} \leq \left(\frac{V_{DC-MAX}}{V_{MOD-OC}(G_{STC}, T_{MIN})} \right) \quad (9)$$

T_{MIN} dependerá de la zona donde se encuentra la instalación.

Para conocer el número de módulos en serie se tendrá que acotar el resultado obtenido en la ecuación (9) estableciendo un número mínimo de paneles en serie para la instalación. Esto se hará mediante la tensión mínima MPP, que se alcanza a la temperatura máxima operable (T_{MAX}). Es decir:

$$V_{GFV-MIN} = V_{GFV-MPP}(G_{STC}, T_{MAX}) = N_S \times V_{MOD-MPP}(G_{STC}, T_{MAX}) \geq V_{MPP-MIN} \quad (10)$$

Y a partir de aquí se obtiene el número mínimo de módulos en serie que se han de poner en la instalación:

$$N_{S-MIN} \geq \left(\frac{V_{MPP-MIN}}{V_{MOD-MPP}(G_{STC}, T_{MAX})} \right) \quad (11)$$

Por lo que el número de módulos en serie queda acotado de la siguiente manera:

$$\left(\frac{V_{MPP-MIN}}{V_{MOD-MPP}(G_{STC}, T_{MAX})} \right) \leq N_S \leq \left(\frac{V_{DC-MAX}}{V_{MOD-OC}(G_{STC}, T_{MIN})} \right) \quad (12)$$

Y T_{MAX} dependerá tanto de la zona donde se ubica la instalación como del parámetro NOTC:

$$T_{MAX} = T_{AMB-MAX}(^{\circ}C) + G_{MAX} \left(\frac{Kw}{m^2} \right) \times \frac{NOTC(^{\circ}C)-20^{\circ}}{0,8(kW/m^2)} \quad (13)$$

Finalmente, el mínimo número de ramas en paralelo vendrá dado por la siguiente expresión:

$$N_P \geq \frac{N_{MOD}}{N_S} \quad (14)$$

Y acotado por la siguiente expresión que proporciona el número de ramas máximo por cada inversor, ya que puede necesitarse más de uno, de hecho, al depender en este trabajo de la superficie de tejados que se tenga disponible se tendrá que utilizar al menos un inversor en cada cubierta que se instalen paneles fotovoltaicos:

$$N_P \leq \frac{I_{DC-MAX}}{I_{MOD-SC}(T_{MAX})} \quad (15)$$

Por lo que el número de inversores que harán faltas, vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$N_{inv} = \frac{N_{p-seleccionado}}{N_{p-MAX-inv}} \quad (16)$$

Y teniendo la precaución de que la corriente máxima que del generador fotovoltaico no supere la máxima admitida por el inversor:

$$I_{GFV-MAX} = N_P \times I_{MOD-SC}(T_{MAX}) \leq I_{DC-MAX} \quad (17)$$

Y donde:

$$I_{MOD-SC}(T_{MAX}) = I_{MOD-SC-STC} + \alpha_i(T_{MAX} - 25^\circ) \quad (18)$$

Es decir, el número de ramas en paralelo que puede tener la instalación queda acotado de la siguiente forma:

$$\frac{N_{MOD}}{N_S} \leq N_P \leq \frac{I_{DC-MAX}}{I_{MOD-SC}(T_{MAX})} \quad (19)$$

Aun así, la solución no es única, y pueden llevarse a cabo varias iteraciones hasta que se consiga una configuración que encaje con el caso particular de cada instalación.

También se realizará, además del cálculo técnico, un cálculo económico. Se utilizará el periodo de retorno o “Payback” simple para admitir que la instalación sea válida. Este cálculo viene dado por la siguiente ecuación:

$$PB = \frac{\text{Coste de instalación}_{año1}}{\text{Ahorros}_{año1}} \quad (20)$$

El coste de instalación a su vez se divide en:

- Coste de la inversión.
- Coste de operación y mantenimiento.

Para estos dos costes el IDAE en su Plan de Energías Renovables 2011-2020, proporciona un análisis según tipología: instalación sobre tejado o instalación sobre tierra. En el caso de este proyecto, el tipo de instalación que se tiene es sobre tejado, y el desglose de costes que proporciona el IDAE es el siguiente:

1. Coste de la inversión. El IDAE considera en el coste de la inversión los siguientes elementos de una instalación fotovoltaica: módulo, resto de equipos de la instalación, obra civil, diseño e ingeniería, margen del contratista llave en mano y otros costes que puedan estar asociados a la instalación. Para el año 2010 se estimó que el coste de inversión oscilaría entre 2,59 €/Wp y 3,19 €/Wp, pero como se observa en el siguiente gráfico también obtenido de este documento se prevé que el coste de inversión disminuya en gran medida hasta el año 2020.

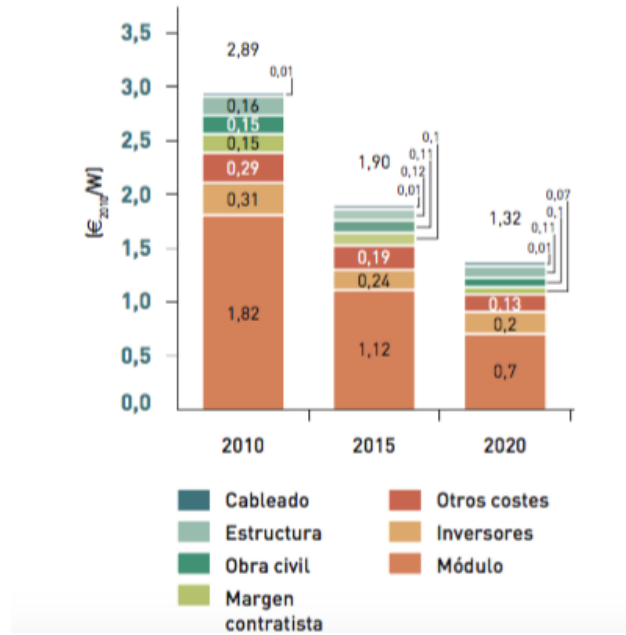


Figura 9. Costes de inversión de una instalación fotovoltaica. Fuente: IDAE

2. Costes de operación y mantenimiento. El estudio de prospectiva tecnológica realizado por el IDAE muestra costes de 41.200 €/MWp en 2010. A continuación, se muestra otro gráfico en el cual se incluye la evolución de los costes de operación y mantenimiento, así como el desglose de los mismos:

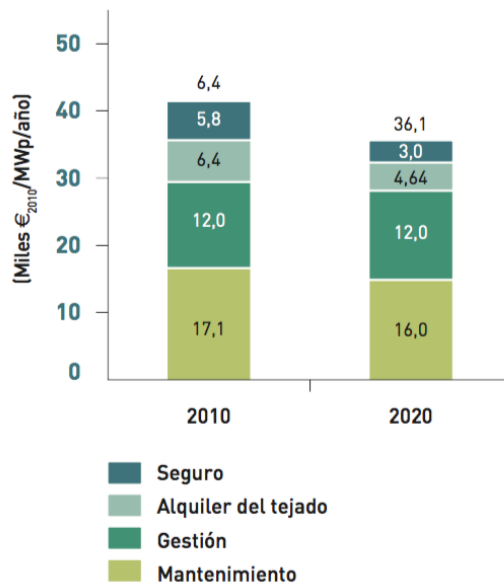


Figura 10. Costes de operación y mantenimiento de una instalación fotovoltaica. Fuente: IDAE

De esta manera se tendría el numerador del cociente, para obtener el denominador, los ahorros, se tendrá que calcular el ahorro anual que se obtendrá en electricidad una vez instalados los paneles solares. El ahorro diario será toda aquella energía que se consuma de la producida por los paneles y no de red, es decir:

$$E_{\text{ahorro}} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right) = E_{\text{red}} - (W_p^{\text{panel}} \times N^{\circ} \text{ de paneles} \times N^{\circ} \text{ de horas de sol}) \quad (21)$$

Si se tienen excedentes de energía no se necesitará energía de red, por lo tanto toda la energía producida por la instalación fotovoltaica será el ahorro obtenido.

Puesto que el número de horas de sol varía a lo largo del año se utilizará un valor constante a fin de facilitar el cálculo. Este cálculo se puede extrapolar al ahorro anual para así poder calcular los ahorros anuales.

3.1.3 Análisis de los diferentes escenarios

Para el actual proyecto se van a estudiar varios escenarios. Primero se propondrá un escenario base, en el cual se diseñará una instalación de autoconsumo sin almacenamiento para cada uno de los edificios que entran en el estudio, de manera que se abastezcan parcialmente con la energía que producen en sus cubiertas. Con esto, el segundo escenario se basará en la integración de almacenamiento y autoconsumo compartido en un entorno de red inteligente de manera que se pueda intercambiar energía entre los edificios y baterías de almacenamiento, ajustando en mayor medida los picos de potencia con el consumo de energía fotovoltaica producida durante el día y no depender en esos momentos de la energía de red. También se realizará un estudio de optimización de las cubiertas, ya que se dispone de cubiertas lo suficientemente grandes como para albergar más paneles de los que necesita su edificio, y así poder dejar libres otras cubiertas para que se puedan llevar otras mejoras en ellas.

3.1.3.1 Escenario base

En el escenario base se dimensionará, mediante las ecuaciones que se han presentado en el apartado anterior, una instalación de autoconsumo para cada uno de los edificios que componen el proyecto. Esta instalación se utilizará para cubrir consumos durante las horas en las que se dispone de radiación solar, sin la utilización de almacenamiento. Además, estos edificios tienen usos diferentes (polideportivos, colegios y mercados), y por lo tanto el consumo de cada uno de ellos es particular, y no extrapolable a los demás edificios.

Para cada uno de los edificios se establecerá un “Día Típico” de consumo, a partir del cual se dimensionará el tamaño de la instalación. Este día se calculará de manera diferente en cada uno de los tipos de edificios, de acuerdo con su patrón de consumo y de acuerdo con los datos de los que se disponga.

En el caso de los polideportivos se puede establecer que el consumo a lo largo de la semana no varía, porque aunque en fines de semana es ligeramente inferior, también se hace uso de ellos. Por ejemplo, aunque durante la semana estén programadas diversas actividades deportivas, los fines de semana se realizan actividades competitivas, como los partidos de esas actividades que se realizan durante la semana. Lo que hace que se siga teniendo ese consumo similar durante la semana.

En el caso de los colegios, se tendrá el mayor grueso de demanda a lo largo de la jornada lectiva, es decir, de nueve a cinco, pero también se ha de tener en cuenta que en muchos colegios se realizan actividades extraescolares después de la jornada lectiva, lo que puede hacer que siga habiendo consumos significativos después de ésta. En cualquier caso, los fines de semana los colegios no están operativos por lo que solo se tendrán consumos residuales del edificio.

En cuanto a los mercados, a pesar de que su afluencia es principalmente por la mañana, el hecho de que tengan grandes unidades refrigeradoras puede hacer que exista un consumo más elevado a lo largo de todo el día, constante.

3.1.3.2 Escenario de Red Inteligente

Una vez dimensionado la instalación fotovoltaica para cada uno de los edificios se establecerá un escenario comparativo, el escenario integrando red inteligente. En este escenario se implantarán medidas de almacenamiento con autoconsumo individual, y también se estudiará la posibilidad de llevar a cabo autoconsumo compartido, optimizando las cubiertas utilizadas.

3.1.3.2.1 Autoconsumo individual con baterías

El autoconsumo individual con baterías resulta interesante para evitar los picos en la red. De esta manera, cuando resulta más caro consumir energía de red, si se tiene un sistema con baterías, se puede consumir la energía de las baterías en esos momentos evitando así el consumo de red y abaratando un precio elevado de la electricidad.

Según el tipo de edificio puede pasar que el pico de demanda ocurra una vez se ha puesto el sol, por lo que se tiene que adquirir toda la energía de red. En un sistema con baterías se podría cubrir parcial o totalmente la demanda en esos picos con la energía almacenada.

Para llevar a cabo el dimensionamiento de la batería se estudiará qué edificios dentro de la red son sensibles para instalar almacenamiento. De aquellos que sean sensibles a incorporar batería se utilizará software Homer Energy para su estudio de viabilidad.

Homer Energy es un software de modelado de micro-redes, el cual estudia la rentabilidad de éstas combinando diferentes fuentes de energía: tanto energía obtenida de la red, como generada de manera renovable, e incluyendo o no baterías.

En este trabajo se utilizará este software, ya que proporciona buenos resultados para el primer estudio de viabilidad, que es lo que se plantea en este trabajo. Sin entrar demasiado en detalle, permite tener una idea aproximada del funcionamiento de la micro-red que se plantea, que sirva como base para futuros estudios más detallados.

Por último, para conocer si resulta rentable la integración o no de la batería, se simulará mediante el software Homer Energy el funcionamiento de la instalación, introduciendo en él los siguientes parámetros:

- La demanda del edificio para cada día del año.

- El dimensionamiento de la instalación fotovoltaica calculada.
- La tarifa con la que está conectado a red el edificio de estudio.
- El convertidor.
- La batería.
- Datos de radiación del lugar de emplazamiento.

Puesto que Homer tiene una librería de baterías ya predefinida se escogerá una similar a la dimensionada.

3.1.3.2.2 Red Inteligente

En este escenario se pretende integrar todos los edificios sometidos a estudio dentro de una red inteligente. De esta manera se integrarán en dicha red, todas las instalaciones fotovoltaicas dimensionadas para cada edificio; las baterías, en el caso en el que resulte viable la integración de las mismas teniendo en cuenta el resultado del apartado anterior; y la curva de demanda de la red se integrara como una sola siendo ésta la suma de todas las curvas de demanda calculadas anteriormente. Así se tendrá una cierta producción, que englobará la producción de todas las instalaciones fotovoltaicas juntas, para suplir una cierta demanda, que será la suma de todas las curvas de demanda de los edificios.

Con esto los parámetros que se introducirán en el programa serán:

- La curva de demanda integrada por las curvas de demanda de todos los edificios.
- La producción fotovoltaica integrada por todas las instalaciones de autoconsumo ya dimensionadas.
- Las baterías, en el caso de que se integren, calculadas en el apartado anterior.
- Las tarifas de estos edificios a lo largo del año.
- Convertidor.
- Datos de radiación del lugar de emplazamiento.

Con esto se obtendrá cuanta energía se consume desde las instalaciones fotovoltaicas, cuanta se obtiene de red, cuanta se almacena, y cuanta se vierte a red, de manera que se pueda estudiar la viabilidad de este escenario.

3.2 ANÁLISIS SOCIO-ECONÓMICO.

En este apartado del capítulo se quiere analizar la viabilidad socio-económica de la producción de energía fotovoltaica distribuida mediante red inteligente. Para ello en primer lugar se llevará a cabo un análisis de los actores que formarían parte de ella. Una vez identificados los actores se realizará unas entrevistas semi-estructuradas de actores clave que girarán en torno a los cuatro ejes de barreras que se han identificado en el capítulo del “Estado del Arte”.

Con esto, se pretende realizar dicha entrevista a los actores identificados que estén relacionados o tengan cierto interés en la producción de energía fotovoltaica distribuida.

3.2.1 Análisis de los actores

El análisis de actores es el primer paso para llevar a cabo una iniciativa o proyecto que involucre a la población, y que tomen parte importante en el proceso de planificación de dicha iniciativa. Los actores son personas que actuando como: individuos o grupos u organizaciones, tienen un interés específico en un programa o iniciativa. Además, éstos pueden ganar o perder, o estar directamente involucrados, con la implementación de este proyecto.

Los actores suelen clasificarse como actores primarios o secundarios. Los actores primarios son los que están directamente afectados por el proyecto, y los secundarios son intermediarios en el proceso de planificación e implementación, por lo que son externos y no están directamente relacionados con él.

Pero un análisis de actores también incluye otros enfoques además de categorizar a los principales involucrados, como valorar su interés en el proyecto, las relaciones entre los diferentes actores, así como posibles conflictos de interés, la influencia etc.

Estos análisis se suelen llevar a cabo por equipos, con tal de aportar diferentes puntos de vista a la hora de evaluar a los actores y que esto no sea demasiado subjetivo, en el caso de que se lleve a cabo de manera individual deberá estar bien supervisado en todo momento para garantizar la mayor objetividad posible.

Finalmente, los pasos que se llevarán a cabo para realizar el análisis de actores, que posteriormente se someterán a la entrevista respecto a las barreras que presente realizar producción distribuida mediante una red inteligente a nivel distrito, son los que se muestran a continuación:

1. Realizar una lista con todos los actores. Para empezar, se puede llevar a cabo una lluvia de ideas, realizándose preguntas como: ¿Qué actores pueden estar perjudicados por el proyecto? ¿Cuáles pueden beneficiarse de él? ¿Qué grupo o grupos son los que disponen de más información del tema en cuestión? ¿Hay alguna iniciativa similar en el ámbito local? ¿Hay sectores del gobierno (a nivel local) involucrados en este tema? Etc. Un método para llegar a más actores es el de la “bola de nieve”, mediante el cual cuando se tiene contacto con alguno de los actores identificados se le pregunta qué otros actores pueden tener importancia en el proyecto, ya que una persona que trabaja día a día en el tema en cuestión tendrá más conocimiento de los implicados.

2. Analizar los intereses de dichos actores y como ello puede afectar al proyecto. Una vez llevada a cabo la lluvia de ideas se han de analizar los intereses de dichos actores para poder entender el nivel de motivación que puedan tener en el proyecto o los conflictos que puedan aparecer a cause de él. Por lo que se evaluará si el interés de estos actores o grupos es positivo o negativo para el proyecto.
3. Llevar a cabo el análisis de los actores. En el análisis de actores se tiene que identificar la importancia del papel de los actores participantes, así como la influencia que éstos tienen para favorecer el escenario en el que se pueda llevar a cabo el proyecto. De hecho, normalmente hay grupos de actores de gran importancia en cierto proyecto, pero con poca influencia, y al revés, actores con gran influencia pero que no están interesados en llevar a cabo ciertos proyectos. De esta manera se puede elaborar una gráfica donde se puedan observar desde aquellos agentes con mayor iniciativa, pero con menos poder hasta los que tienen un mayor poder, pero menos iniciativa.
4. Identificar riesgos que puedan afectar a la implantación del proyecto. El riesgo dentro de una iniciativa ocurre cuando los intereses de alguno de los actores involucrados en ella están en desacuerdo con el programa en cuestión ya que pueden ralentizar su implantación e intentar evitarla.

3.2.2 Entrevista semi-estructurada y guion de la entrevista

Con el fin de analizar las barreras al autoconsumo y al despliegue de las redes inteligentes, se ha elegido realizar una serie de entrevistas semi-estructuradas con actores clave identificados previamente. La entrevista semi-estructurada es una herramienta útil para iniciar la exploración de un problema complejo, implicando varias dimensiones y diferentes puntos de vista, como el planteado en este trabajo. Esta herramienta permite explorar de manera cualitativa un tema de investigación, y consiste en realizar una discusión organizada con un interlocutor relevante, siguiendo un guion para tratar de manera detallada los temas seleccionados. En comparación con un cuestionario o encuesta cerrada (o “tipo test”), deja suficiente libertad al entrevistado y al entrevistador para profundizar en el tema tratado y abordar otros temas relacionados y de interés.

En la entrevista que se realizará se pretende identificar las barreras que se encuentran hoy en día en la generación distribuida con energía fotovoltaica en una ciudad y las posibles soluciones a dichas barreras. También se quiere conseguir una valoración sobre cuáles de ellas tienen una mayor importancia para la implantación de este modelo, y obtener algunas propuestas por parte de los actores para poder superarlas. Para eso se utilizará la escala de Likert, esto es que, al final de cada barrera presentada el sujeto entrevistado tendrá que especificar la importancia de la misma (desde muy importante a poco importante). De la misma manera, el entrevistado también valorará la probabilidad de que una de las soluciones al problema se lleve a cabo (desde muy probable a poco probable). Así, al final de la entrevista será posible valorar qué barreras tienen una mayor importancia a la hora de llevar a cabo este tipo de proyectos, y qué soluciones son más fáciles de llevar a cabo.

Las entrevistas girarán en torno a los cuatro ejes que componen las barreras: el técnico, legislativo, social y económico. Por lo que se preguntará al entrevistado por las barreras que él

o ella han detectado en cada uno de los ejes. En una segunda pregunta se tratará de las posibles soluciones o procesos de cara al futuro a corto plazo para que se pueda favorecer la producción distribuida con energía fotovoltaica. Y finalmente el entrevistado valorará mediante la escala Likert tanto la importancia de cada barrera como su posibilidad a ser solucionada a corto plazo.

3.2.3 Realización de la entrevista y análisis de los resultados

Una vez desarrolladas las preguntas y establecida la estructura de la encuesta-entrevista se contactará con los actores identificados relacionados con la energía fotovoltaica en la ciudad de Valencia. Se pretende escoger un actor de cada grupo o sector que esté directamente relacionado con dicha fuente de energía, es decir, que se encuentren representados los distintos actores con sus distintos puntos de vista: Distribución, comercialización, Empresa de Servicios Energéticos, educación, empresa instaladora etc. El desarrollo de estas entrevistas se ha llevado a cabo a lo largo de dos meses.

Una vez contactado con los actores se realizarán las entrevistas, que serán grabadas para su posterior análisis. Con estas grabaciones se analizarán los resultados de manera cualitativa. Cualitativamente se hará mediante la transcripción de las mismas, extrayendo las ideas más importantes de cada una, para así poder realizar un informe final con las conclusiones obtenidas. Para el análisis a partir de los resultados numéricos (Escala Likert) se elaborarán una serie de gráficas para mostrar de manera más visual los resultados.

Con esto se pretende obtener una idea global de las barreras a las que se enfrenta la generación de energía fotovoltaica distribuida a nivel de ciudad y el despliegue de redes inteligentes. Por una parte, identificando qué barreras son más importantes, y en cuáles de ellas existe una posibilidad más alta de superarse, para poder centrar en éstas futuros trabajos o proyectos. Y por otra parte se pretende obtener una batería de barreras con la solución a corto plazo propuesta por los entrevistados, para poder trabajar en ellas.

3.3 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

En el presente capítulo se muestra la metodología propuesta para este trabajo, tanto la parte de viabilidad técnica, como la parte socio-económica, de esta manera aplicando la misma metodología se podría aplicar este trabajo en distintos niveles (edificio comunitario, barrio, ciudad entera...) o diferentes ciudades.

Respecto a la parte técnica, se especifica la metodología para dimensionar una instalación de autoconsumo mediante placas fotovoltaicas, tanto para hacer autoconsumo directo como para el escenario de optimización y red inteligente.

En lo referente a la parte socio-económica se especifica el método para llevar a cabo el análisis de actores en este proyecto y la manera en la que se ha estructurado la entrevista.

En el próximo capítulo se aplicará esta metodología para el caso que atañe a este proyecto: una serie de edificios municipales (colegios, polideportivos y mercados) situados en el distrito de Poblats Marítims de la ciudad de Valencia.

4. CASO DE APLICACIÓN: APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN EL DISTRITO DE POBLATS MARÍTIMS DE LA CIUDAD DE VALENCIA

4.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se aplicará la metodología planteada en el capítulo anterior tanto en la parte técnica como en la socio-económica.

Respecto a la parte técnica se someterá a una serie de edificios públicos a un estudio sobre la viabilidad de implantar autoconsumo simple, así como autoconsumo con almacenamiento, y autoconsumo compartido con optimización de cubiertas.

Por otra parte, en la parte socio-económica se realizará el análisis de los actores relacionados con la producción de energía fotovoltaica distribuida y red inteligente en la ciudad de Valencia y se realizará una entrevista a varios de ellos para realizar una identificación de las barreras ante las cuales se encuentra el autoconsumo de energía solar fotovoltaica y el despliegue de redes inteligentes, y qué posibles soluciones podrían aplicarse.

4.2 VIABILIDAD TÉCNICA

El análisis técnico se llevará a cabo para estudiar la viabilidad de cada uno de los escenarios propuestos. Para ello, en primer lugar, se estudiarán los consumos de cada uno de los edificios involucrados en el estudio. De esta manera se podrá identificar el pico para el que se quiera dimensionar la instalación fotovoltaica en cada caso.

Una vez identificados los perfiles de consumo y aplicando la metodología del capítulo anterior se realizará el cálculo de los diferentes escenarios propuestos, y se estudiará la viabilidad de cada uno de ellos mediante un sencillo cálculo económico. También se realizará un estudio sobre la cantidad de CO₂ no producido si se utiliza la energía fotovoltaica distribuida para la producción de energía eléctrica.

4.2.1 Análisis de los consumos de los edificios seleccionados de Poblat's Marítims.

De acuerdo con la diferente tipología de cada uno de los edificios, los consumos de cada uno de ellos difieren en gran medida. A continuación, se detalla el consumo de cada uno de los edificios sometidos a estudio, indicando sus puntos de consumo máximo y mínimo, así como otros parámetros que puedan ser de interés para el dimensionamiento.

Además, para cada tipo de edificio, se ha establecido un día típico, a partir del cual se dimensionará la instalación fotovoltaica según el criterio que se decida en cada uno de los escenarios.

Además, como no se disponían de los mismos datos para cada uno de los edificios, se ha tenido que adaptar la obtención del día típico según los datos de los que se disponían.

4.2.1.1 Análisis de los polideportivos.

En este apartado se analizarán las curvas de carga de los polideportivos. Se han analizado dos polideportivos del distrito de Poblats Marítims, el Polideportivo del Cabanyal y el Polideportivo de Nazaret. Para llevar a cabo este análisis se han obtenido por parte de la administración competente los datos de demanda horaria a lo largo de un año.

4.2.1.1.1 Polideportivo del Cabanyal

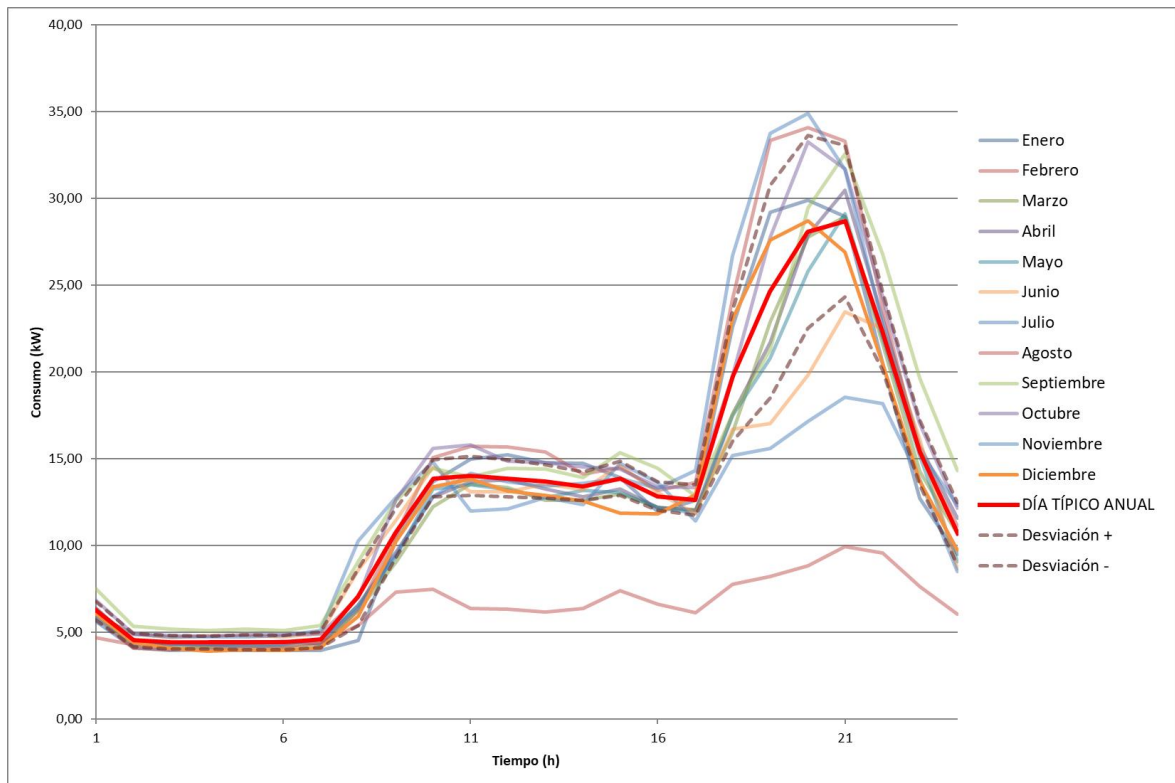


Figura 11. Curva de carga del polideportivo del Cabanyal

Con esto se pueden hacer varias consideraciones en el polideportivo del Cabanyal:

- Como se puede observar en la gráfica el mes de agosto el polideportivo tiene un consumo menor que el resto del año, esto puede deberse a que éste permanece cerrado. Es por ello que en este caso no se ha tenido en cuenta para la elaboración del día típico anual este mes, ya que no muestra el comportamiento normal del edificio durante los otros meses del año.
- Los picos de demanda se dan entre las 18.00 y las 22.00, lo cual es lógico teniendo en cuenta el uso que se ha definido anteriormente.

- El mes con el pico de demanda más alto es el mes de noviembre, ya que al ser invierno se hace más pronto de noche, por lo que se requerirá una mayor iluminación del edificio.
- Si no se tiene en cuenta agosto, el mes con menor demanda es el mes de Julio. Además de que puede que se haga ya un menor uso del polideportivo, también se tienen más horas de sol al día, por lo que se requerirá una menor iluminación.
- Existe siempre un consumo residual de unos 5kW en la instalación.

4.2.1.1.2 Polideportivo de Nazaret

Del polideportivo de Nazaret solo se obtuvieron los datos hasta la fecha en la que se comenzó el proyecto, por lo que solo se tienen datos hasta septiembre de 2017. Aun así, se ha decidido seguir la misma lógica que con el polideportivo de Cabanyal. De esta manera se ha realizado una media de los meses que se tenían, y se ha dimensionado la instalación en base a ello. Al ser un método que utiliza la media como criterio de dimensionamiento se minimiza el efecto de no disponer de todos los datos anuales. Habrá meses que se tendrá que verter más energía a la red, mientras que en otros se tendrá que adquirir más energía de red.

A continuación, se muestra un gráfico con los días típicos de cada mes, así como del día típico anual.

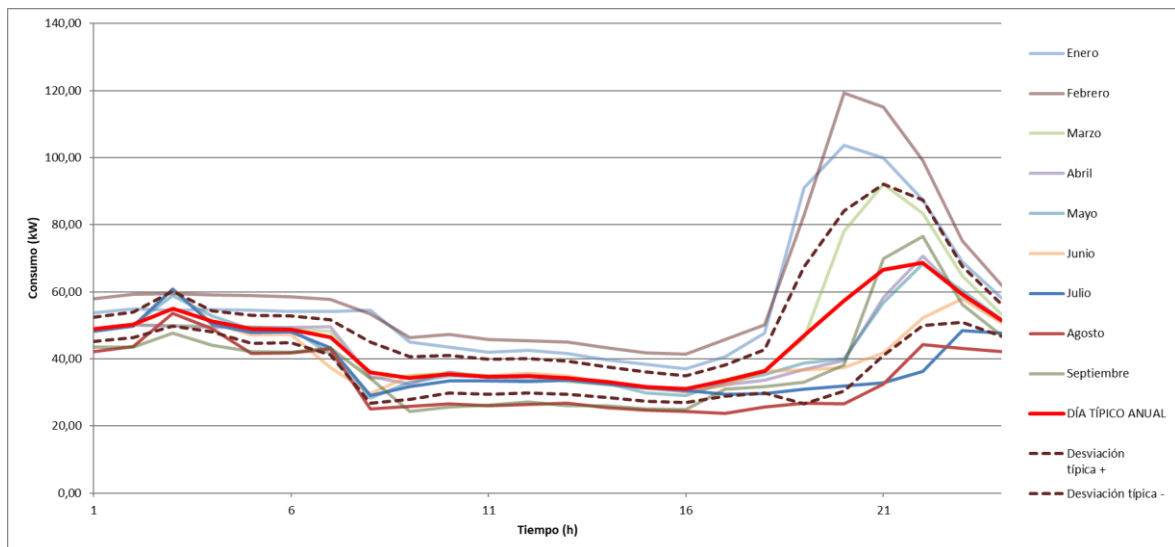


Figura 12. Curva de carga del polideportivo de Nazaret

Con esto se pueden hacer diversas consideraciones del polideportivo de Nazaret:

- En primer lugar, como se puede observar el consumo en este polideportivo es bastante más grande que en el polideportivo del Cabanyal.
- El mes con un mayor consumo es febrero, mes en el que también se disponen de menos horas de sol.

- El mes con menos consumo es el mes de agosto, que en este caso no difiere de manera tan grande de los otros meses como pasaba en el polideportivo del Cabanyal.

Habría que realizar un análisis más detallado de esta instalación, ya que como se puede observar en la gráfica, el consumo residual que existe durante las horas nocturnas hasta el comienzo del día, es mayor que el consumo durante el día.

4.2.1.2 *Análisis de los colegios.*

En el caso de los colegios se dispone de los datos de consumo mensuales durante un año a partir de la factura de la luz de cada uno de ellos. Los datos se presentaban en forma de energía consumida en cada uno de los 3 periodos de la factura eléctrica, de lo que se deduce que se tiene contratada una tarifa de 3 periodos. Mediante un mecanismo de modelado de la curva de consumo diaria a partir de datos mensuales, se ha obtenido una curva de consumo diaria para cada uno de los colegios en la que se diferencian: un consumo valle (el menor consumo del edificio), uno llano (el consumo medio del edificio) y por último un consumo punta (el mayor consumo que se tiene en el edificio). De esto se ha podido extraer la potencia máxima con la que dimensionar la instalación fotovoltaica.

Para la obtención de esta curva es necesario conocer la tarifa de la luz que se tiene contratada y el horario de uso del edificio en el que se va a realizar la instalación identificando cuando se tienen los consumos pico, llano o punta. Respecto a la tarifa, aunque directamente no se tienen datos de la misma, puesto que es de 3 periodos y el consumo se realiza en baja tensión se ha supuesto una tarifa 3.0A. A partir de esta tarifa se obtienen los horarios en los que se tienen cada uno de los tres periodos de facturación que la componen, y que será necesario conocer para modelar la curva de consumo diaria. A continuación, se muestra una tabla con los horarios de dicha tarifa:

Tabla 6. Horarios de la tarifa 3.0A en la Península Ibérica

Península Ibérica		
	Invierno	Verano
P1	18-22h	11-15h
P2	8-18h 22-24h	8-11h 15-24h
P3	0-8h	0-8h

El uso de los colegios se hace principalmente en horario de invierno, ya que durante los meses de verano mayoritariamente no hay clases, por lo que se ha dimensionado la instalación fotovoltaica para el horario de invierno.

Por otro lado, respecto al horario del edificio se ha establecido un horario tipo, modificándolo en pequeña medida para casos particulares, y se han identificado los tipos de consumo (pico,

llano o valle) según el horario lectivo. Para la obtención del horario se ha recurrido al documento de una auditoría a un colegio [referencia] en la cual se realizó la medición durante 24h del consumo del mismo, pudiendo así identificar cuando hay picos, llanos y valles en el consumo de un colegio. El horario propuesto por la auditoría se muestra en la siguiente tabla, en la cual, además, se identifica para cada periodo de consumo (pico, llano o valle) en qué periodo tarifario de la factura nos encontramos.

Tabla 7. Tipo de periodo según hora del día y tipo de tarifa que se le aplica a cada periodo

LABORALES INVIERNO			N.º Horas
0-7	P3	P _{valle}	7,0
7-8	P3	P _{llano}	1,0
8-9	P2	P _{pico}	1,0
9-12	P2	P _{llano}	3,0
12-17	P2	P _{pico}	5,0
17-18	P2	P _{llano}	1,0
18-20	P1	P _{llano}	2,0
20-22	P1	P _{valle}	2,0
22-24	P2	P _{valle}	2,0

Los fines de semana no son lectivos, por lo que los colegios permanecen cerrados y el único consumo que se podrá encontrar son consumos valle asociados al consumo residual.

Con esto, para conocer la curva de consumo diario se realizan los siguientes cálculos:

- En primer lugar, a partir de las facturas de las que se disponen (durante un año entero) se identifican para cada mes: el consumo de energía en kWh de cada uno de los tres periodos, así como cuantos días laborables, sábados y domingos y festivos se tienen durante ese periodo de tiempo. A continuación, se muestra como ejemplo la de uno de los colegios, en la que se tendrá que diferenciar entre los meses de verano y los meses de invierno:

Tabla 8. Consumo de energía en kWh de cada uno de los periodos a lo largo del año de uno de los edificios de estudio

Fecha inicio	Fecha fin	P1	P2	P3	Días lab.	Sábado	Dom. Y fest.	Total, no lab.	Total, días
22/10/16	21/11/16	542	2.969	520	21	5	5	10	31
22/11/16	28/12/16	0	0	0	25	5	7	12	37
29/12/16	24/1/17	1.032	11.591	975	18	4	5	9	27

Fecha inicio	Fecha fin	P1	P2	P3	Días lab.	Sábado	Dom. Y fest.	Total, no lab.	Total, días
25/1/17	25/1/17	32	568	20	1	0	0	0	1
26/1/17	20/2/17	578	5.681	473	19	4	4	8	27
21/2/17	23/3/17	539	5.795	481	23	4	4	8	31
24/3/17	25/4/17	1.463	2.324	531	22	5	6	11	33
26/4/17	19/5/17	0	0	0	18	4	4	8	26
20/5/17	19/6/17	1.906	2.619	806	19	4	4	8	27
20/6/17	25/7/17	0	0	0	26	5	5	10	36
26/7/17	16/8/17	0	0	0	16	3	4	7	23
17/8/17	20/9/17	1.076	2.323	1.174	24	5	5	10	34
21/9/17	22/10/17	858	1.280	399	21	5	6	11	32

Los periodos en los que se tienen 0 kWh quieren decir que no se midió durante esos meses, por lo que se desestimarán para el cálculo.

- En otra tabla y a partir de la anterior se identifica la energía total consumida en cada uno de los periodos para invierno y para verano:

Tabla 9. Energía total consumida en cada uno de los periodos en uno de los edificios de estudio

	P1	P2	P3	E total	Días lab	Sábado	Dom. Fes	Total días/año
Invierno	3.644	25.959	2.480	32.083	108,0	22,0	26,0	156,0
Verano	4.382	9.191	2.899	16.472	145,0	31,0	33,0	209,0

- Mediante esta última tabla y la tabla 7 se obtiene un sistema matricial:

$$[B] = [A] * [X] \quad (22)$$

Donde:

- La matriz [B] nos indica la energía consumida en cada uno de los periodos que indica la factura eléctrica en kWh, esto se hace tanto para verano como para invierno:

$$[B] = \begin{bmatrix} \text{Energía consumida de P1} \\ \text{Energía consumida de P2} \\ \text{Energía consumida de P3} \end{bmatrix} \quad (23)$$

- La matriz [A] es la más compleja a la hora de programarla y al igual que la anterior también se hace tanto para verano como para invierno. Se realiza mediante la tabla [7], y se calcula de la siguiente manera: En la posición 11 se calcula las horas en las que se tiene un consumo pico y nos encontramos en el periodo 1 de la factura, en la posición 12 se calculan las horas que teniendo un consumo llano nos encontramos en el periodo 1 de la factura, y así consecutivamente, de manera que se obtiene la siguiente matriz:

$$[A] = \begin{bmatrix} N^{\circ}h(P_{pico} - P1) & N^{\circ}h(P_{llano} - P1) & N^{\circ}h(P_{valle} - P1) \\ N^{\circ}h(P_{pico} - P2) & N^{\circ}h(P_{llano} - P2) & N^{\circ}h(P_{valle} - P2) \\ N^{\circ}h(P_{pico} - P3) & N^{\circ}h(P_{llano} - P3) & N^{\circ}h(P_{valle} - P3) \end{bmatrix} \quad (24)$$

- Por último, se tiene la matriz [X], que es la matriz incógnita, y que nos indicará la potencia consumida en cada uno de los periodos para obtener la curva de carga a lo largo del día, se obtendrá una para verano y otra para invierno:

$$[X] = \begin{bmatrix} P_{pico} \\ P_{llano} \\ P_{valle} \end{bmatrix} \quad (25)$$

Así pues, una vez tengamos a cuantos kW corresponde la potencia pico, llano y valle, y mediante los horarios que hemos impuesto en los que se consumen cada una de estas potencias a lo largo del día se tendrá la curva de carga, y con ella el pico de demanda, a partir del cual se dimensionará la instalación.

Este procedimiento se realizará para cada uno de los colegios que se han seleccionado para la red de generación distribuida. A continuación, se muestran las curvas de carga de cada uno de ellos, así como los tres niveles de potencia que se han calculado de la matriz mostrada en (25).

4.2.1.2.1 *CEIP Juan Manuel Montoya*

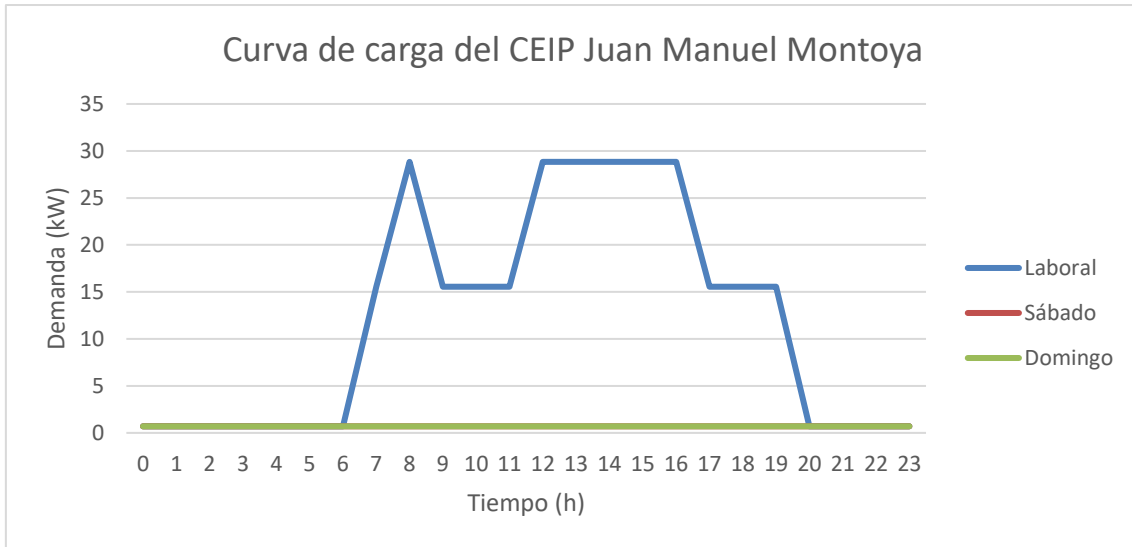


Figura 13. Curva de carga del CEIP Juan Manuel Montoya

En este gráfico se observa como la curva de carga de este colegio presenta dos periodos punta en los días laborables. El primero, a las 8h de la mañana, puede deberse a el arranque de algunas máquinas de climatización, o en el caso de que se tengan termos eléctricos, a que se haya calentado agua caliente sanitaria en ese periodo de la mañana. El segundo periodo punta es de las 12h a las 16h, en su mayor parte horario de comedor, lo que indica que se ponen en funcionamiento maquinaria de cocina (hornos, vitrocerámica, lavavajillas etc.) que consumen mucha energía. En el resto de horario escolar se tiene un consumo llano, ya que únicamente se estará consumiendo lo debido a iluminación y equipos de oficina, esta demanda se alarga hasta las 20h por lo que se supone que en el colegio hay actividades extraescolares hasta esa hora. Los fines de semana, al no haber colegio, únicamente queda un consumo residual. A continuación, se muestra una tabla con el pico de potencia de cada uno de los periodos.

Tabla 10. Potencia pico en cada uno de los periodos del CEIP Juan Manuel Montoya

P_{punta} (kW)	28,84
P_{llano} (kW)	15,54
P_{valle} (kW)	1,98

4.2.1.2.2 *CEIP Ausiàs March*

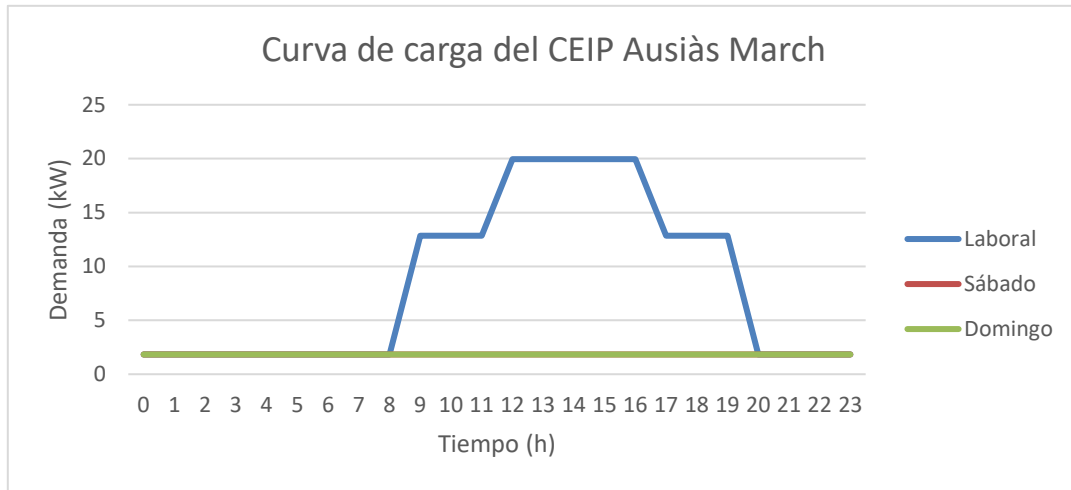


Figura 14. Curva de carga del CEIP Ausiàs March

En este gráfico se presenta una curva de carga ligeramente diferente a la anterior. Sólo se presenta un periodo punta, también en horario de comedor, por lo que también se debe a la maquinaria de cocina que consume una gran cantidad de energía. En el resto de horas lectivas la demanda es llano. Esta demanda se alarga hasta las 19h lo que hace suponer que el colegio tendrá actividades extraescolares hasta esa hora. Los fines de semana, al no haber colegio, únicamente queda un consumo residual. A continuación, se muestra una tabla con el pico de potencia de cada uno de los periodos.

Tabla 11. Potencia pico en cada uno de los periodos del CEIP Ausiàs March

P_{punta} (kW)	19,95
P_{llano} (kW)	12,86
P_{valle} (kW)	1,83

4.2.1.2.3 *CEIP Ballester Fandos*

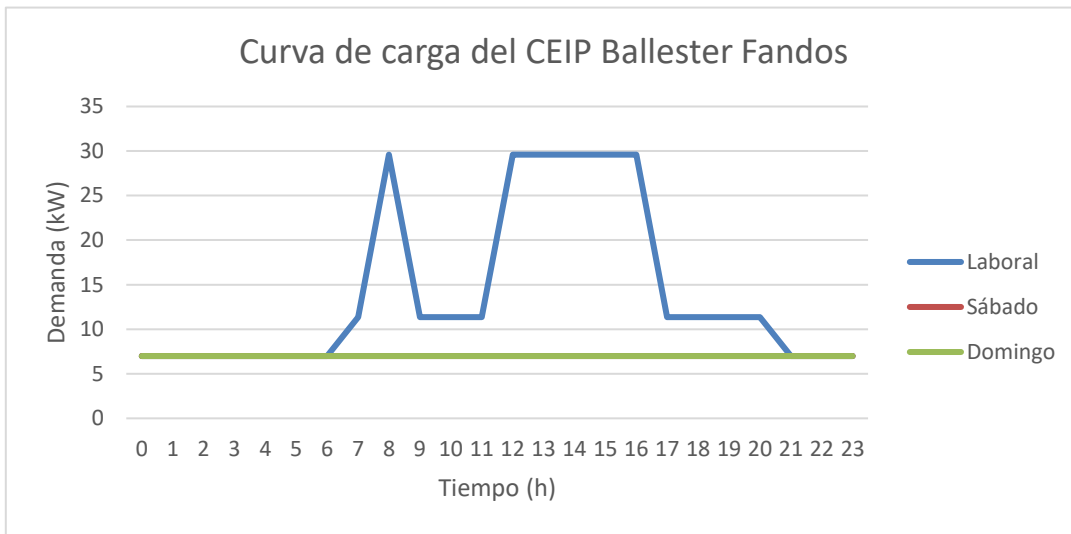


Figura 15. Curva de carga del CEIP Ballester Fandos

En esta curva de carga también se observan dos puntas. Al igual que en la del CEIP Juan Manuel Montoya, una de ellas se produce a las 8h de la mañana, por lo que también se debe producir al encender algún equipo de climatización o de calentamiento de agua caliente sanitaria del que disponga el colegio. El otro periodo punta es al igual que en los otros colegios, durante las horas de comedor por la maquinaria que se utilice durante la hora de comer. El consumo llano cubre el horario lectivo y las actividades extraescolares. Los fines de semana, al no haber colegio, únicamente queda un consumo residual. A continuación, se muestra una tabla con el pico de potencia de cada uno de los periodos.

Tabla 12. Potencia pico en cada uno de los periodos del CEIP Ballester Fandos

P_{punta} (kW)	29,60
P_{llano} (kW)	11,35
P_{valle} (kW)	7,00

4.2.1.2.4 CEIP Les Arenas

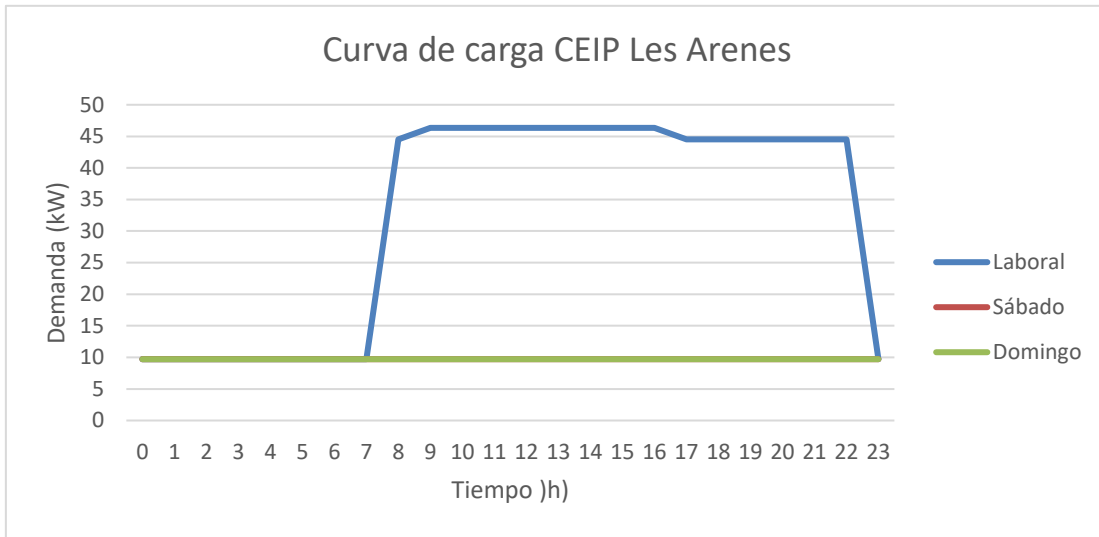


Figura 16. Curva de carga del CEIP Les Arenas

En este colegio la curva de carga es bastante uniforme a lo largo de la jornada lectiva. No se observan picos bruscos de potencia por lo que el funcionamiento de las instalaciones del colegio debe ser constante a lo largo del día. Hay un ligero descenso de la potencia al acabar la jornada de clases en los colegios, pero se mantiene la potencia un poco por debajo de la anterior debido a las actividades extraescolares. Los fines de semana, al no haber colegio, únicamente queda un consumo residual. A continuación se muestra una tabla con el pico de potencia de cada uno de los periodos.

Tabla 13. Potencia pico en cada uno de los periodos del CEIP Les Arenas

P_{punta} (kW)	46,34
P_{llano} (kW)	44,51
P_{valle} (kW)	9,71

4.2.1.2.5 *CEIP El Grau*

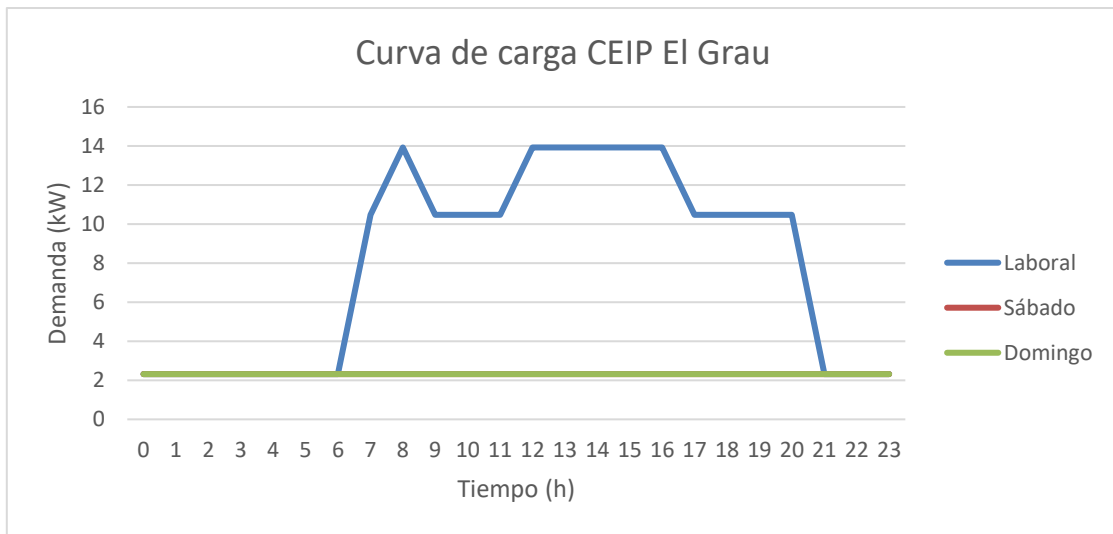


Figura 17. Curva de carga del CEIP El Grau

La curva de este colegio tiene dos puntas, al igual que en el primer y tercer colegio analizado, por lo que el funcionamiento del mismo debe ser muy similar. Los fines de semana, al no haber colegio, únicamente queda un consumo residual. A continuación se muestra una tabla con el pico de potencia de cada uno de los periodos.

Tabla 14. Potencia pico en cada uno de los periodos del CEIP El Grau

P_{punta} (kW)	13,92
P_{llano} (kW)	10,47
P_{valle} (kW)	2,31

4.2.1.2.6 CEIP Mare Nostrum

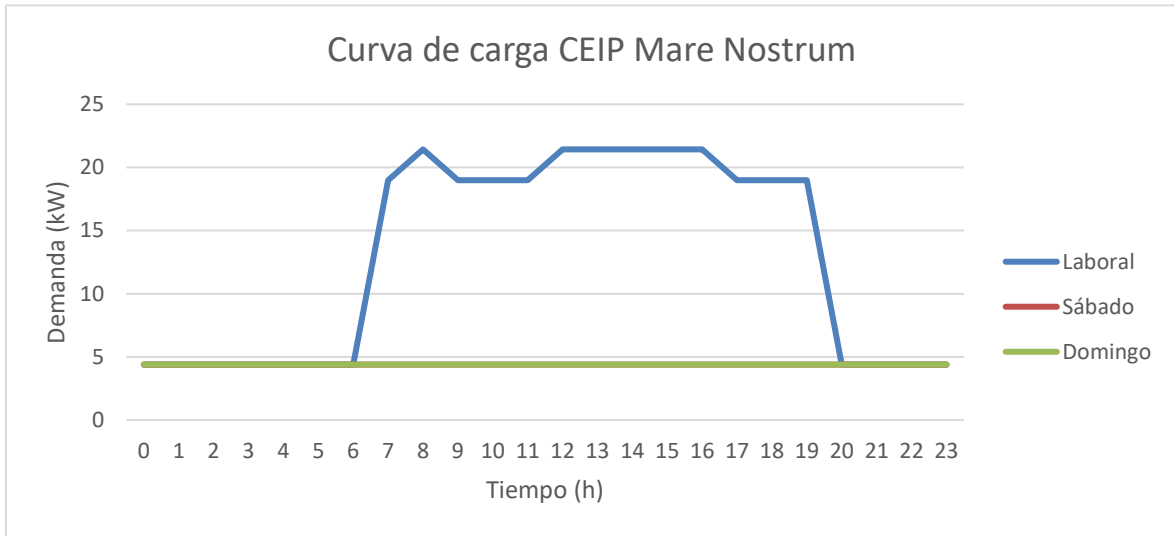


Figura 18. Curva de carga del CEIP Mare Nostrum

Al igual que los colegios antes mencionados también se tienen dos periodos puntas a lo largo de la jornada lectiva, lo que implica un cierto patrón en la mayoría de los colegios. En este caso en cambio, la diferencia entre la potencia demandada en el periodo punta y en el llano es menor que en los anteriores casos. Los fines de semana, al no haber colegio, únicamente queda un consumo residual. A continuación, se muestra una tabla con el pico de potencia de cada uno de los periodos.

Tabla 15. Potencia pico en cada uno de los periodos del CEIP Mare Nostrum

P_{punta} (kW)	21,43
P_{llano} (kW)	18,99
P_{valle} (kW)	4,39

4.2.1.2.7 *CEIP Nuestra Señora del Carmen*

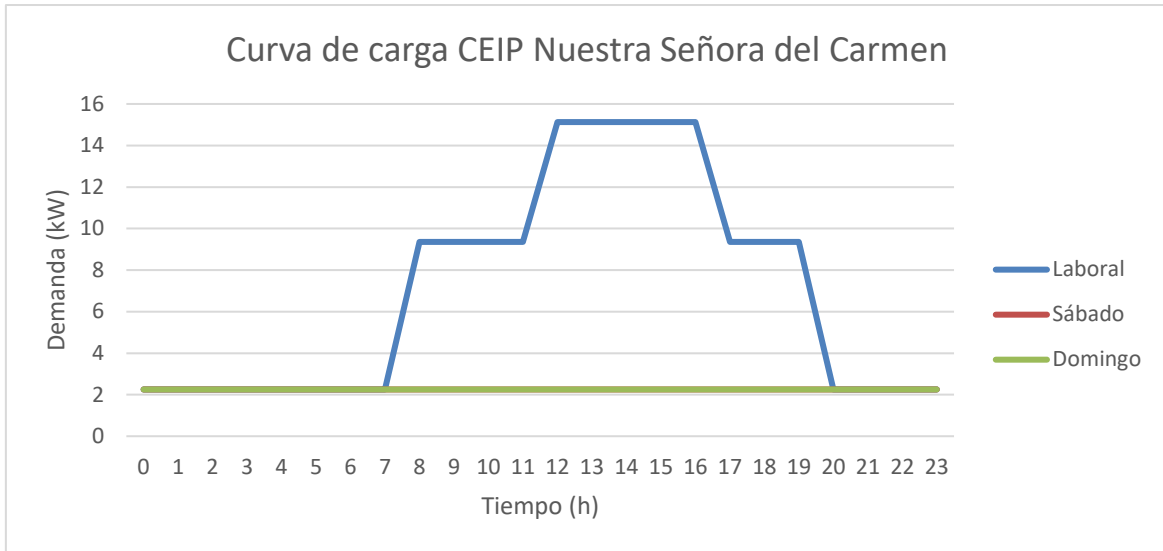


Figura 19. Curva de carga del CEIP Nuestra Señora del Carmen

En este colegio, al igual que el segundo analizado solo existe un periodo punta. Éste se encuentra también durante las horas de comedor, por lo que se considera debido a la maquinaria utilizada durante esa hora. Los fines de semana, al no haber colegio, únicamente queda un consumo residual. A continuación, se muestra una tabla con el pico de potencia de cada uno de los periodos.

Tabla 16. Potencia pico en cada uno de los periodos del CEIP Nuestra Señora del Carmen

P_{punta} (kW)	15,12
P_{llano} (kW)	9,34
P_{valle} (kW)	2,25

4.2.1.2.8 CEIP Cavite-Isla de Hierro

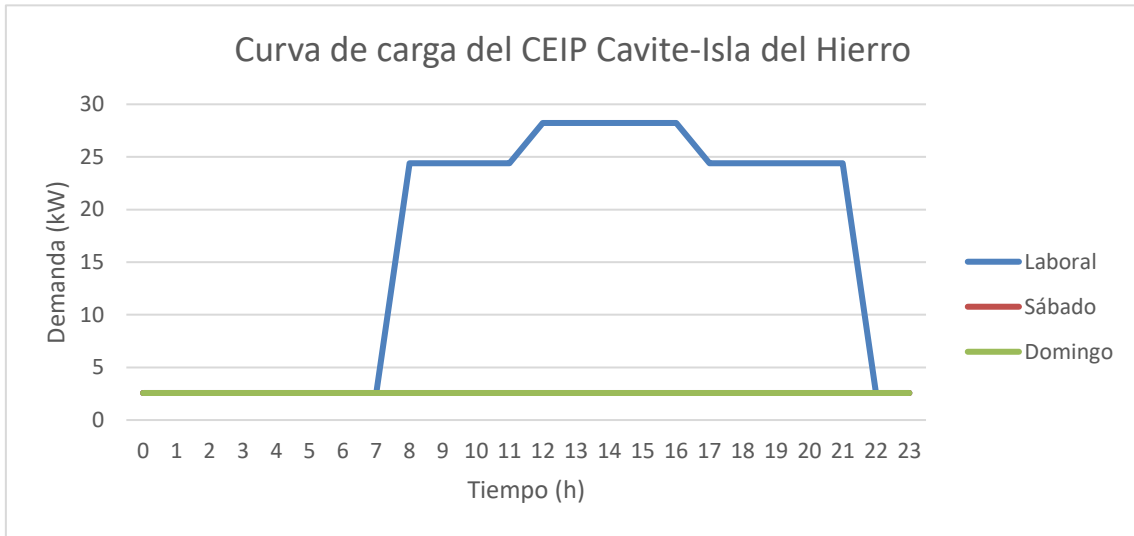


Figura 20. Curva de carga del CEIP Cavite-Isla de Hierro

Al igual que en el colegio anterior sólo existe un periodo punta a la hora de comer, con esto se puede observar como hay dos tipos de patrones, aquellos colegios con dos periodos punta, uno a las 8h de la mañana y otro a la hora de comer, y los que únicamente tienen el periodo punta del horario de comedor. Los fines de semana, al no haber colegio, únicamente queda un consumo residual. A continuación, se muestra una tabla con el pico de potencia de cada uno de los periodos.

Tabla 17. Potencia pico en cada uno de los periodos del CEIP Cavite-Isla de Hierro

P_{punta} (kW)	28,22
P_{llano} (kW)	24,40
P_{valle} (kW)	2,57

4.2.1.3 Análisis del edificio de Las Naves.

En el edificio de Las Naves se disponen de los mismos datos que se disponían de los polideportivos, por lo que el procedimiento ha sido análogo para obtener la curva de carga de un día típico.

A continuación, se muestra un gráfico con el día típico de cada mes, así como el día típico anual:

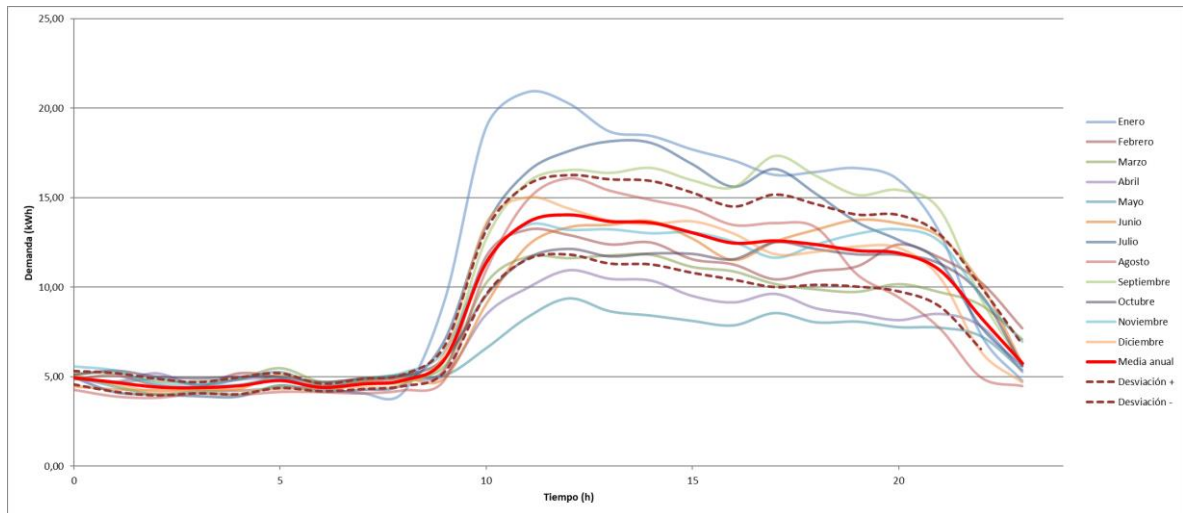


Figura 21. Curva de carga de Las Naves

Si sigue la curva de la media anual, en este gráfico se observa como la demanda del edificio de Las Naves aumenta a las 9h de la mañana a un poco menos de 15 kW, cuando comienza la jornada de trabajo, además en la mayoría de meses es en este momento cuando la demanda es máxima, llegando en enero a sobrepasar los 20 kW. Mientras avanza el día, aunque la demanda se mantiene constante y no baja en gran medida, va disminuyendo poco a poco, hasta que, a partir de las 21h, cuando ya no hay nadie en las oficinas, la demanda vuelve al mínimo residual que se mantiene durante toda la noche.

4.2.2 Dimensionamiento de los distintos escenarios propuestos.

En este apartado se dimensionarán las diferentes instalaciones fotovoltaicas para cada uno de los edificios en un primer escenario donde se asumirá autoconsumo simple. A continuación, se dimensionarán unidades de almacenamiento para aquellos edificios para los que sea necesario porque su consumo así lo requiera. Por último, se realizará un cálculo de red inteligente. De esta manera se asumirá que todas las instalaciones dimensionadas anteriormente, forman parte de una micro-red, y se calculará el despacho económico descrito en la metodología, de manera que se obtendrá, para cada hora del día, cuando es mejor consumir de la energía producida en la micro-red o directamente de la red.

4.2.2.1 Escenario base.

En el escenario base se ha dimensionado una instalación fotovoltaica de autoconsumo para cada uno de los edificios seleccionados, sin almacenamiento. Por ello, se ha dimensionado para el pico de potencia que cada edificio consume durante las horas de sol. Este pico se ha obtenido a partir del análisis llevado a cabo en el apartado 1.2.1. de este capítulo.

Para el dimensionamiento de la instalación se han utilizado las ecuaciones propuestas en el apartado 1.2.2 “Dimensionamiento de la instalación” de la metodología. De la misma manera se ha realizado un estudio económico del periodo de retorno de cada instalación el cual viene definido en el mismo apartado y un cálculo de las emisiones de CO₂ que se ahorrarían con dicha instalación.

4.2.2.2 Escenario red inteligente.

En este apartado, en primer lugar, se simularán los edificios sensibles a incorporar baterías, para establecer si finalmente se incorporan a la instalación o no. En segundo lugar, se simularán los edificios escogidos, así como sus instalaciones fotovoltaicas, como una red inteligente.

4.2.2.2.1 Autoconsumo individual con baterías

El escenario de autoconsumo individual con baterías se ha dimensionado con el software Homer Energy. Se va a estudiar la posibilidad de instalar baterías únicamente en dos de las instalaciones: en el polideportivo del Cabanyal y en el de Nazaret. Esto es porque tanto los colegios como el edificio de Las Naves tienen un horario de ocupación que coincide con las horas en las que se dispone de radiación solar, por lo que instalar baterías en estos edificios, al estar además conectados a red, carece de sentido. A continuación, se muestra cada uno de los inputs introducidos en Homer, para cada uno de los polideportivos.

4.2.2.2.1.1 Demanda energética del edificio

Para cada uno de ellos se ha introducido la demanda diaria media que se había calculado en el capítulo anterior, y como ésta no variaba en gran medida entre fin de semana y entre semana se mantendrá constante a lo largo de todo el año. A continuación, se muestra una imagen de cada una de las demandas introducidas.

- Polideportivo de Nazaret:

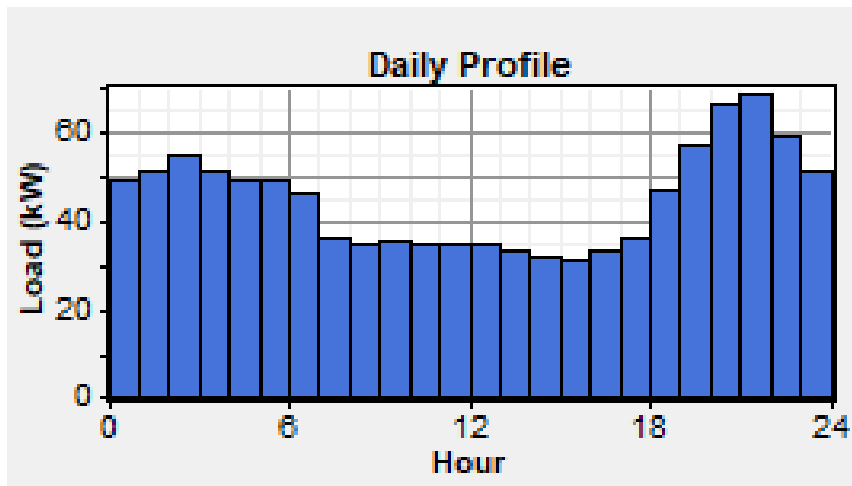


Figura 22. Curva diaria de demanda del Polideportivo de Nazaret.

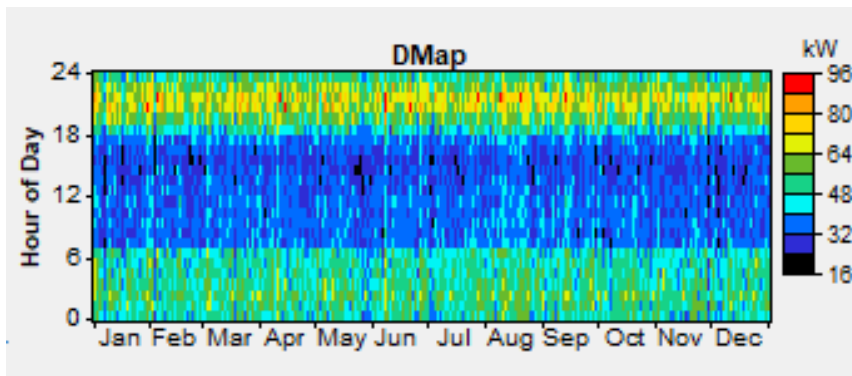


Figura 23. Curva diaria de demanda del Polideportivo de Nazaret a lo largo del año.

Como se puede observar la curva de carga diaria es la misma que la que se había mostrado anteriormente, en cambio, la curva de carga anual muestra, como a lo largo del año la demanda varía para cada día, esto es porque Homer tiene unos mecanismos que permiten calcular esas variaciones de carga que se tienen a lo largo del año (por cambio de estación, por fin de semana etc.), aunque se le introduzcan únicamente los datos de la demanda diaria en un mes concreto.

- Polideportivo del Cabanyal:

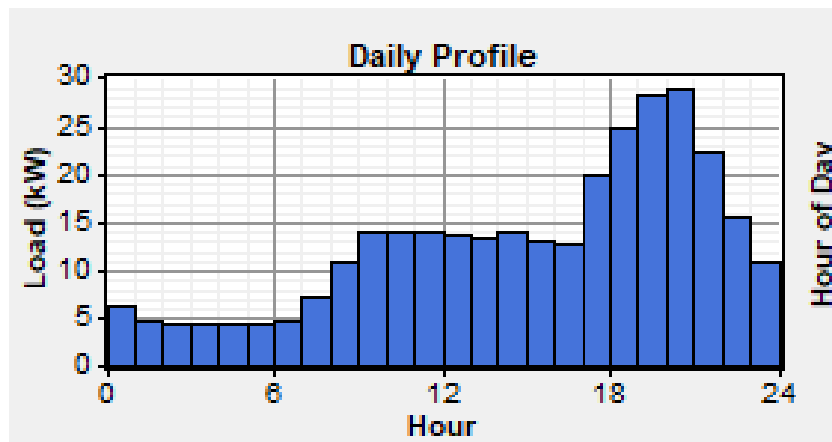


Figura 24. Curva diaria de demanda del Polideportivo de Cabanyal.

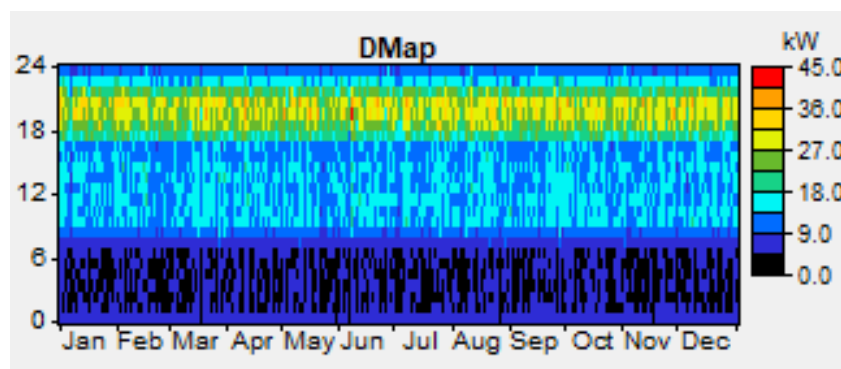


Figura 25. Curva diaria de demanda del Polideportivo de Cabanyal a lo largo del año.

Lo mismo pasa con el Polideportivo del Cabanyal, aunque la demanda que se introduce es la misma que se ha mostrado anteriormente, Homer realiza variaciones de esa curva de carga a lo largo del año, para poder ajustarse más a la realidad. Estas variaciones se introducen en forma de porcentaje, a mayor sea éste, mayores serán las variaciones entre unos días y otros.

4.2.2.2.1.2 Instalación fotovoltaica

Para la instalación fotovoltaica se tiene que especificar en Homer el coste por kW de la instalación, el coste de unidad de reemplazo y el coste en operación y mantenimiento de la instalación. Además, puesto que el software puede simular con diferentes tamaños de instalación, aunque para el escenario de autoconsumo individual se hubiera dimensionado una instalación con x kW, se va a simular también sobredimensionando la instalación, ya que puede resultar beneficioso en el caso de tener baterías y poder almacenar la energía sobrante en cada momento.

Puesto que ya se tienen dimensionadas las dos instalaciones de autoconsumo individual, y el valor económico de éstas, serán estos los valores que se introducirán en Homer. A continuación, se muestra en una tabla que valores se han introducido en cada uno de los casos.

Tabla 18. Tabla de costes de las instalaciones fotovoltaicas. Fuente: propia

	Instalación de autoconsumo individual (kW)	Coste de la instalación (€)	Coste de reemplazo de la instalación (€)	Coste de OyM (€)	Sobredimensionado de la instalación (kW)
Polideportivo Nazaret	47	89490	89490	1940	Hasta 100 kW
Polideportivo del Cabanyal	25	47310	47310	1025	Hasta 50 kW

4.2.2.2.1.3 Baterías

Para el cálculo de la batería Homer tiene su propio catálogo de baterías, por lo que se escogerá una y a partir de ahí se realizarán las simulaciones en los dos casos. Tal y como pasa con la instalación fotovoltaica se tiene que introducir en el software el coste de una batería, su coste de reemplazo y el de operación y mantenimiento.

En este caso se escogió la batería *Surrette 4KS25P*, la cual dispone de las siguientes características:

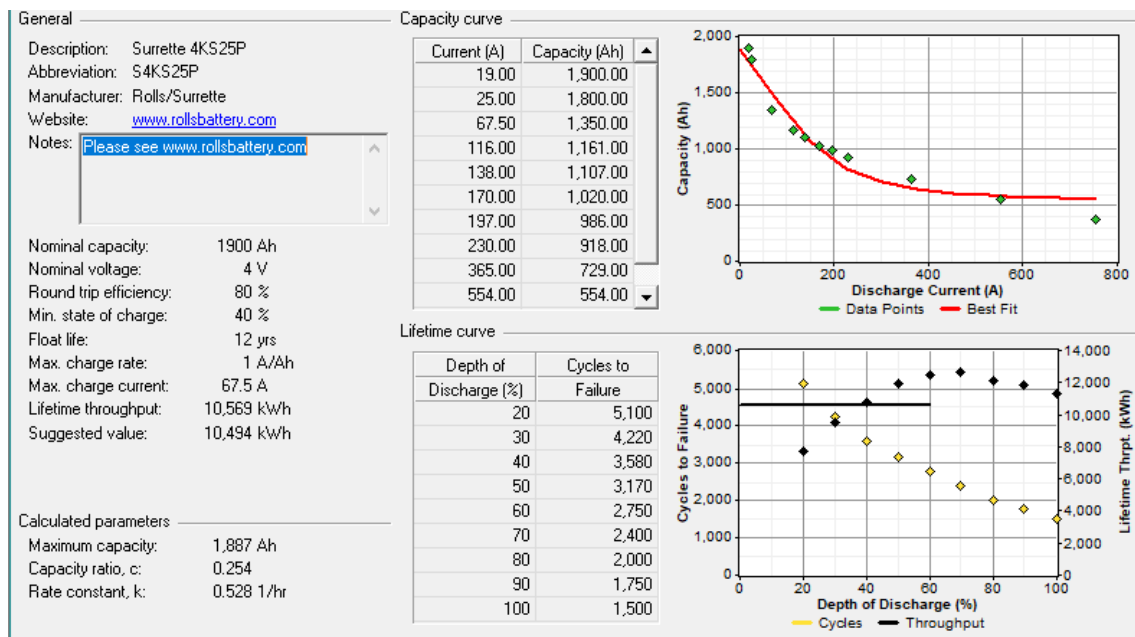


Figura 26. Características de la batería incluida en Homer.

Respecto a los costes introducidos, éstos se han escogido de catálogo, de una batería con características similares a la escogida de la base de datos de Homer. Además, se le ha especificado a Homer que pruebe a poner hasta 10 baterías.

Tabla 19. Costes de la batería a introducir en Homer Energy

Unidades	Coste (€)	Coste de reemplazo (€)	Coste de OyM (€)
1	1200	1200	30

4.2.2.2.1.4 Convertidor

Se tiene que introducir en Homer el convertido siempre y cuando la instalación que se vaya a simular esté conectada a red, tal y como es en este caso. Se tienen que poner en el software el coste por kW del convertidor, y hasta que potencia se desea que el programa simule el convertidor. A continuación, se muestra una imagen de los parámetros introducidos en Homer.

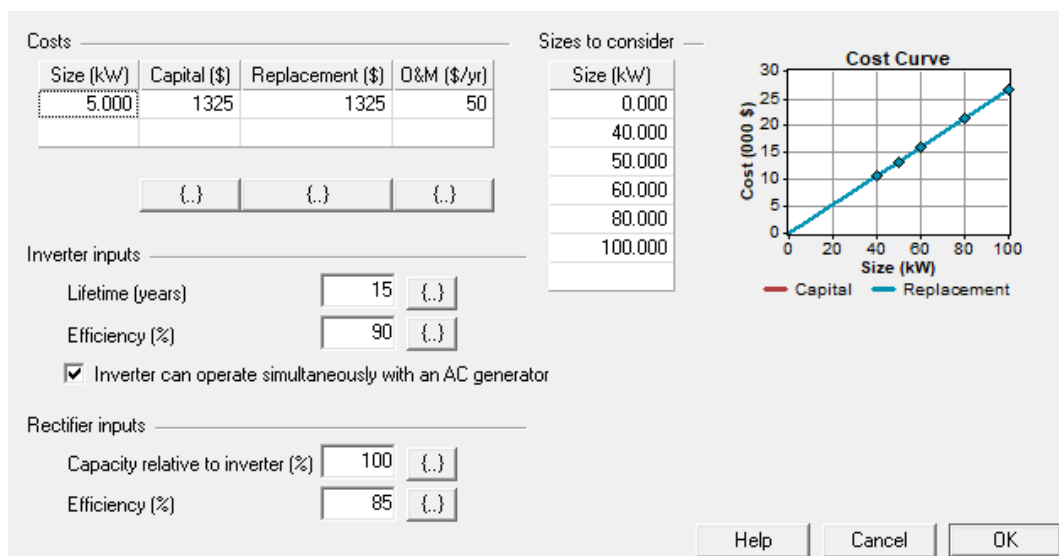


Figura 27. Características del convertidor introducidas en Homer

4.2.2.2.1.5 Características de la red

En este apartado se le tiene que indicar a Homer la tarifa de red que tienen los edificios seleccionados (en este caso la 3.0A) e indicarle el precio de la energía y de la potencia de dicha tarifa. A continuación, se muestra una imagen de los datos introducidos en Homer. Los precios de energía y potencia se han obtenido de la comercializadora HolaLuz (Holaluz tarifas).

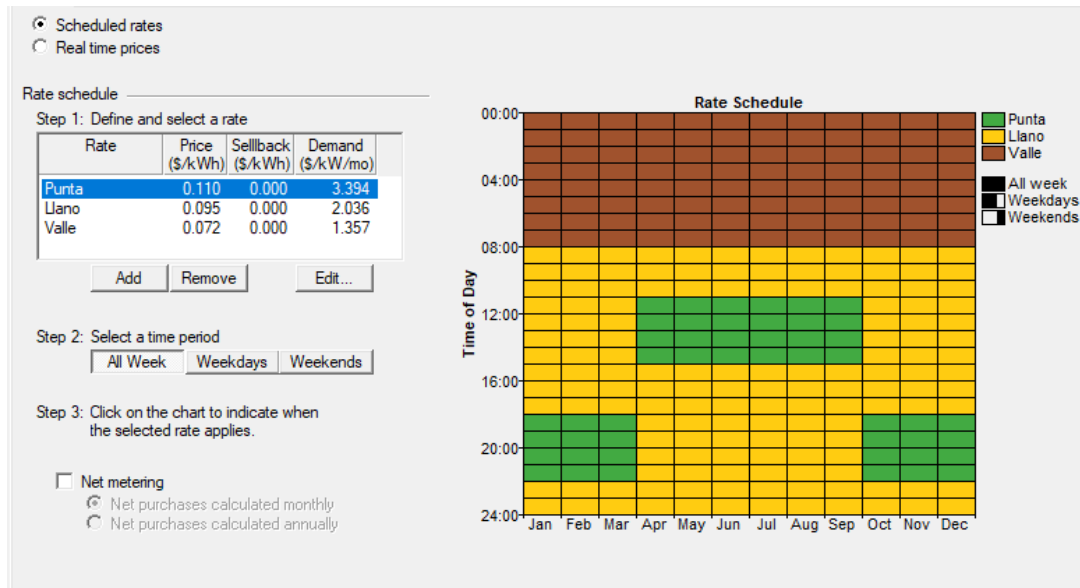


Figura 28. Tarifa de red introducida en Homer.

4.2.2.2 Red Inteligente

Para el escenario de Red Inteligente también se ha simulado con el software Homer Energy. En primer lugar, se ha considerado el escenario en el que todos los edificios de la red pudieran formar una micro-red, y pudieran estar conectados entre ellos, de manera que se tiene una cantidad de kW producidos por la micro-red y otra cantidad de demandados. Esto quiere decir que la demanda que se introducirá en Homer será la suma de todas las demandas para cada hora del día, en el día medio del año. Y la instalación fotovoltaica será la suma de todas las instalaciones fotovoltaicas. Se tendrá una gran demanda, y una gran instalación fotovoltaica.

En el caso de que en el escenario anterior fuera beneficioso la incorporación de baterías en los edificios, éstas también se introducirían en el cálculo de la red. En el caso de que no lo fueran no se considerarán, ya que la idea de este apartado es, teniendo las instalaciones que tenemos, cómo funcionarían si estuviesen conectadas entre sí.

Los elementos introducidos en el software por lo tanto son exactamente iguales que los del apartado anterior, exceptuando la demanda y el coste de la instalación fotovoltaica (ya que ésta será más grande, formada por todas las instalaciones que ya se habían dimensionado). A continuación, se muestra una imagen de los datos de demanda introducidos en el programa, mediante los cuales se visualiza como ésta es la suma de todas las demandas de todos los edificios.

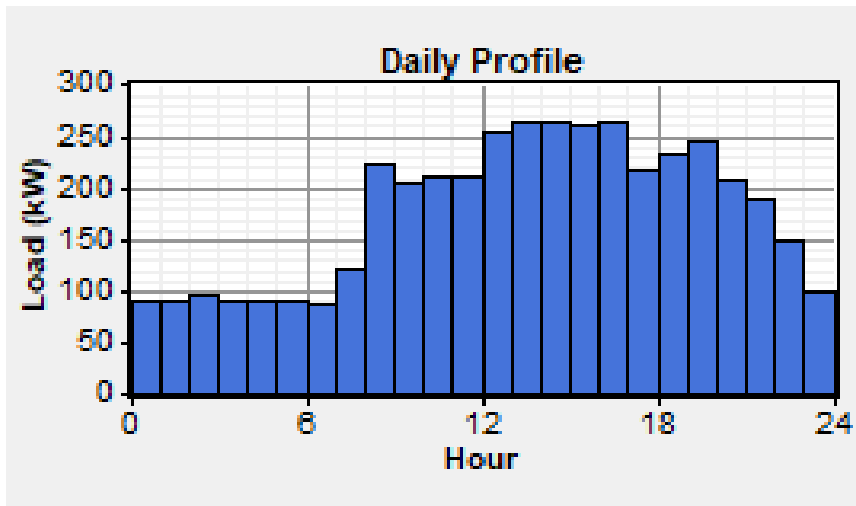


Figura 29. Curva diaria de demanda de la micro-red

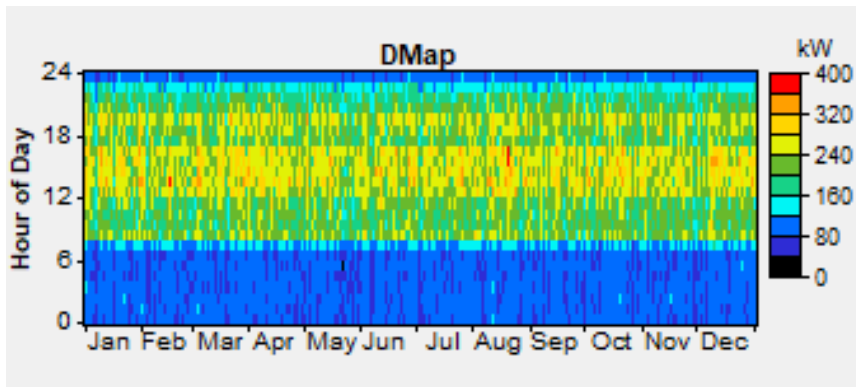


Figura 30. Curva diaria de demanda de la micro-red a lo largo del año

Al igual que en los apartados anteriores, la primera gráfica muestra la curva de carga que se ha introducido en Homer. En cambio, ésta última, la figura 29 muestra la variación de carga a lo largo del año, que será la curva de carga sobre la cual Homer calculará los resultados.

4.3 VIABILIDAD SOCIO-ECONÓMICA

En este apartado se va a analizar la viabilidad socio-económica del despliegue de redes inteligentes de generación de energía fotovoltaica distribuida. Para ello se ha realizado una entrevista a diferentes actores del sector en Valencia. Previamente a la entrevista se ha realizado un análisis de los actores y se ha desarrollado el modelo de entrevista. Ésta, a su vez, gira en torno a la identificación y solución a corto plazo de las barreras que actualmente se pueden encontrar en la generación de energía fotovoltaica distribuida y el despliegue de redes inteligentes, girando alrededor de cuatro ejes: legal/administrativo, social, económico y técnico.

4.3.1 Análisis de los actores involucrados en la producción fotovoltaica distribuida y red inteligente en la ciudad de Valencia.

Como se ha explicado en la metodología del trabajo se ha realizado un análisis de los actores relacionados con la generación fotovoltaica distribuida a nivel local y despliegue de redes inteligentes en la ciudad de Valencia. Analizando así mismo la influencia y el interés que puede tener cada uno de estos actores en el tema que concierne a este trabajo. A continuación, se muestra una lista de los actores identificados en la ciudad de Valencia, diferenciando entre actores primario y actores secundarios:

Tabla 20. Actores identificados en la ciudad de Valencia en el sector fotovoltaico

	Actores	Características	Empresa o entidad que realiza la actividad en Valencia
Actores primarios	Consumidor	Adquiere energía para su consumo	<ul style="list-style-type: none"> • Asociaciones de comerciantes • Administradores de fincas • Comunidades de vecinos • Consumidores
	Distribuidor	Garantiza el suministro desde la red de transporte a los puntos finales de consumo	<ul style="list-style-type: none"> • Iberdrola distribución • Cooperativa eléctrica de Castellar
	Comercializador	Comercializa con la energía siendo el enlace entre el mercado mayorista y el minorista	<ul style="list-style-type: none"> • Iberdrola • Som Energía • Gas Natural • Lucera

	Actores	Características	Empresa o entidad que realiza la actividad en Valencia
	Empresas de servicios energéticos	Mejoran la eficiencia energética y reducen el impacto ambiental de sus clientes	<ul style="list-style-type: none"> • Aeioluz • Azigrene • Fulton • Ecoserveis
	Empresas instaladoras de paneles fotovoltaicos	Empresas que se dedican a la implantación de estas instalaciones	<ul style="list-style-type: none"> • ISER • ASELEC • Heliotec
Actores secundarios	Movimiento Social	Promueven acciones relacionadas con la energía y que son de interés social	<ul style="list-style-type: none"> • Plataforma por un Nuevo Modelo Energético (PNME) • Ingeniería sin Fronteras
	Gobierno local	Con sus políticas puede favorecer o no la implantación de este tipo de proyectos	<ul style="list-style-type: none"> • Ayuntamiento • IVACE • Diputación
	Grupos de I+D	Proponen nuevas soluciones y mejoran las ya implantadas	<ul style="list-style-type: none"> • IIE UPV • ITE • Etra I+D
	Educación	Imparten conocimiento sobre energías renovables	<ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Energías Renovables Catarroja

Para la realización de la entrevista se ha intentado seleccionar a al menos una empresa o entidad que realiza el rol de cada uno de los actores propuestos, para así tener una representación de cada uno de ellos, aunque se ha intentado contactar con más de uno. Finalmente, los actores a los que se les ha podido realizar la entrevista han sido los siguientes:

Tabla 21. Actores del sector fotovoltaico de Valencia que realizaron la entrevista

Actor	Empresas o entidades
Empresa de servicios energéticos	Aeioluz
Comercializadora	SomEnergia
Movimiento social	PNME
Grupo de I+D	ETRA
Distribuidora	Cooperativa de Castellar
Educación	Módulo de Catarroja
Consumidores	Asociación de vecinos
Ingeniería	Innova
Asociación de Empresas instaladoras fotovoltaicas	ASELEC
Empresa instaladora de fotovoltaica	Ahínco SOSostenible

A continuación, se muestra en un gráfico el interés en contraposición al poder de cambio o influencia percibida por un grupo de actores locales respecto al despliegue de redes inteligentes y generación de energía fotovoltaica distribuida a nivel local. Este gráfico se basa en el análisis de actores previo que se realizó en una de las sesiones de trabajo de la Red Connecta Energía en Las Naves (Red Connecta Energía, 2017).

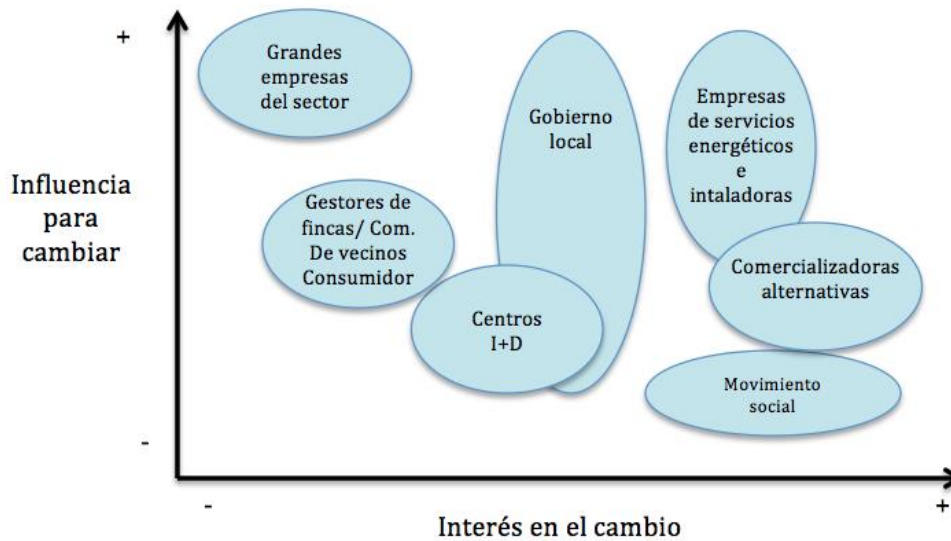


Figura 31. Gráfico según interés y poder de cambio de los actores relacionados con el sector fotovoltaico. Fuente: Las Naves, 2017

Del gráfico se pueden extraer como conclusiones los siguientes grupos:

1. Grupo con menos interés, pero más influencia para cambiar: encontramos a las grandes empresas del sector, las cuales están acomodadas con el modelo de negocio actual, por lo que son las menos interesadas en un cambio en él. También encontramos en este grupo (aunque con menos influencia para el cambio) a los consumidores y comunidades de vecinos, aunque podrían aumentar ambos (interés e influencia) si se tomara conciencia de una transición energética y existieran cierto tipo de incentivos que acompañara este cambio.
2. Grupos con menos influencia en el cambio, pero más interés: encontramos principalmente las comercializadoras alternativas a las grandes empresas eléctricas, las cuales ya están evolucionando hacia nuevos modelos de negocio y una nueva forma de consumir energía. También encontramos las empresas de servicios energéticos e instaladoras, así como el movimiento social que apoya una transición hacia un nuevo modelo energético.
3. En posición intermedia dentro de la gráfica podemos encontrar el Gobierno local y los grupos de I+D. Dentro del primero se engloba tanto el ayuntamiento como la Generalitat. El ayuntamiento presenta un mayor interés, pero su influencia es limitada, en cambio la Generalitat, aunque tiene mayor influencia su interés es más limitado. Respecto a los grupos de I+D se percibe mayor interés por parte de centros de innovación que por parte de centros técnicos, debido al carácter menos técnicos del cambio deseado.

4.3.2 Modelo de la entrevista

Una vez realizado el análisis de los actores se ha realizado un guion de la entrevista a llevar a cabo. Dicha entrevista se ha dividido en varias partes:

- En primer lugar, se ha elaborado un resumen del trabajo realizado para dar al entrevistado una visión global de en qué consiste dicho estudio.
- En segundo lugar, se ha preguntado al entrevistado por su ámbito de trabajo y su relación con la producción distribuida de energía fotovoltaica y redes inteligentes.
- Finalmente se ha preguntado a la persona entrevistada sobre las diferentes barreras que él o ella percibe en la producción distribuida de energía fotovoltaica y redes inteligentes, girando en torno a los cuatro ejes propuestos: económico, técnico, administrativo/legal y social. También se ha querido en esta parte de la entrevista evaluar de manera cuantitativa la importancia y la probabilidad de superación de cada barrera.

En el Anexo I se muestra el guion de la entrevista tal y como se presentó ante los actores entrevistados.

4.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

En este capítulo se muestra el caso de aplicación que se ha llevado a cabo para demostrar la metodología desarrollada anteriormente. En la parte técnica, se han calculado y analizado las curvas de carga de cada uno de los edificios, a partir de las cuales se calcularán las instalaciones fotovoltaicas para cada uno de ellos. Además, se han introducido en el software Homer Energy los datos de estas curvas de carga. En primer lugar, para analizar la posibilidad de implantar unidades de almacenamiento en los edificios que eran sensibles a tenerlas, debidas a sus curvas de carga (los polideportivos). Y en segundo lugar para integrar a todos los edificios como una micro-red, en la que se produce y se consume energía fotovoltaica y se consume energía de red. En el siguiente capítulo se analizarán los resultados obtenidos.

Respecto a la parte socio-económica, se han especificado los actores a los que se les realizará la entrevista, así como la estructura de la misma. Analizando y caracterizando a cada uno de los actores según su posición para influir en el cambio del modelo energético, y su interés en el mismo.

5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

5.1 INTRODUCCIÓN

En este apartado se van a analizar los resultados obtenidos, tanto en la parte técnica como en la socio-económica.

En la parte técnica se van a analizar los resultados escenario, de manera que se pueda discernir sobre la utilidad del despliegue de redes inteligentes de energía fotovoltaica distribuida. También se muestran los resultados de ahorro económico y de CO₂ que supone la utilización de las energías renovables para la producción de energía eléctrica.

Por otra parte, se mostrarán los resultados de la parte socio-económica, en la cual se han realizado una serie de entrevistas a los principales actores relacionados con la generación de energía fotovoltaica distribuida en la ciudad de Valencia. Estas entrevistas se han enfocado a las barreras a las que este tipo de energía se enfrenta, girando alrededor de cuatro ejes: el económico, el técnico, el legal/administrativo y el social. Se mostrarán en este capítulo cuales de éstas barreras tienen una mayor importancia y cuales tienen una mayor probabilidad de solucionarse, mediante el análisis cualitativo que se ha hecho de ellas, y de la misma manera se destacarán aquellas barreras que hayan aparecido con más frecuencia en las entrevistas y se expondrán las soluciones propuestas por los diferentes actores entrevistados.

5.2 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS RESULTADOS

A continuación, se muestran los resultados de cada uno de los escenarios propuestos en la parte técnica del trabajo.

5.2.1. Análisis de los resultados del escenario base

A continuación, se muestra una tabla resumen de los resultados de cada uno de los edificios que se han sometido a estudio. En ella se describen el número de paneles a instalar en cada una de las instalaciones, la superficie utilizada por los paneles, el periodo de retorno de la instalación y el ahorro de CO₂ que supone el consumir energía fotovoltaica en lugar de hacerlo con la red.

Tabla 22. Análisis de los resultados del escenario base

Tipo	Edificio	Potencia de la instalación (kW)	Nº paneles	Superficie utilizada (m2)	Periodo de retorno (años)	Ahorro CO ₂ (KgCO ₂ /año)
Polideportivos	Polideportivo Cabanyal	24.6	36	128,04	15	57834
	Polideportivo Nazaret	47	126	499	15	73882,9
Colegios	CEIP Nuestra Señora del Carmen	15	41	79,54	7,17	23923,99
	CEIP Cavite Isla de hierro	22.2	60	116,4	10,18	64747,35
	CEIP Les Arenes	46.3	124	240,56	9,33	133811,19
	CEIP Ballester Fandos	29.6	79	153,26	5,79	46440,7
	CEIP Mare Nostrum	21.5	58	112,52	7,12	33775,056
	CEIP Ausiàs March	20	54	104,76	5,79	31664,115
	CEIP El Grau	14	38	73,72	6,53	22047,606
	CEIP Montoya	28.8	77	149,38	5,79	45502,506
Oficinas	Las Naves	14	38	73,72	7,7	22282,155

Como se puede observar del análisis de los resultados se extrae la conclusión de que, para todos los edificios sometidos a estudio, exceptuando los polideportivos, el periodo de retorno de la instalación fotovoltaica es bajo y está dentro de los estándares que se manejan hoy en día, lo que apoya la máxima de que la energía fotovoltaica ya ha alcanzado la paridad de red. Los polideportivos en cambio tienen un periodo de retorno muy grande. Esto puede ser porque sus curvas de carga no encajan con la curva de producción fotovoltaica por lo que no la hacen la fuente de energía más apta este tipo de edificios. En el próximo apartado se discutirá si mediante la aplicación de baterías a estas instalaciones se puede hacer viable la utilización de energía fotovoltaica en los polideportivos.

5.2.1. Análisis de los resultados del escenario implementando baterías

A continuación, se muestran los resultados obtenidos simulando los dos polideportivos incorporando baterías en ellos.

- Polideportivo Nazaret:

La siguiente imagen muestra el estado de carga de la batería calculado por Homer. Como se puede observar la batería no se carga ni se descarga en ningún momento, lo cual nos permite concluir que la instalación es más rentable sin incluir almacenamiento, ya que tiene como respaldo la red, siendo esta opción más barata que utilizar baterías. Se ha probado con una tarifa de otra comercializadora la cual tiene mayores precios en cada uno de los periodos de la tarifa 3.0A, y en ese caso sí que utiliza la batería, pero al haber elegido la tarifa de HolaLuz, se continuará concluyendo que no es necesario incluirlas.

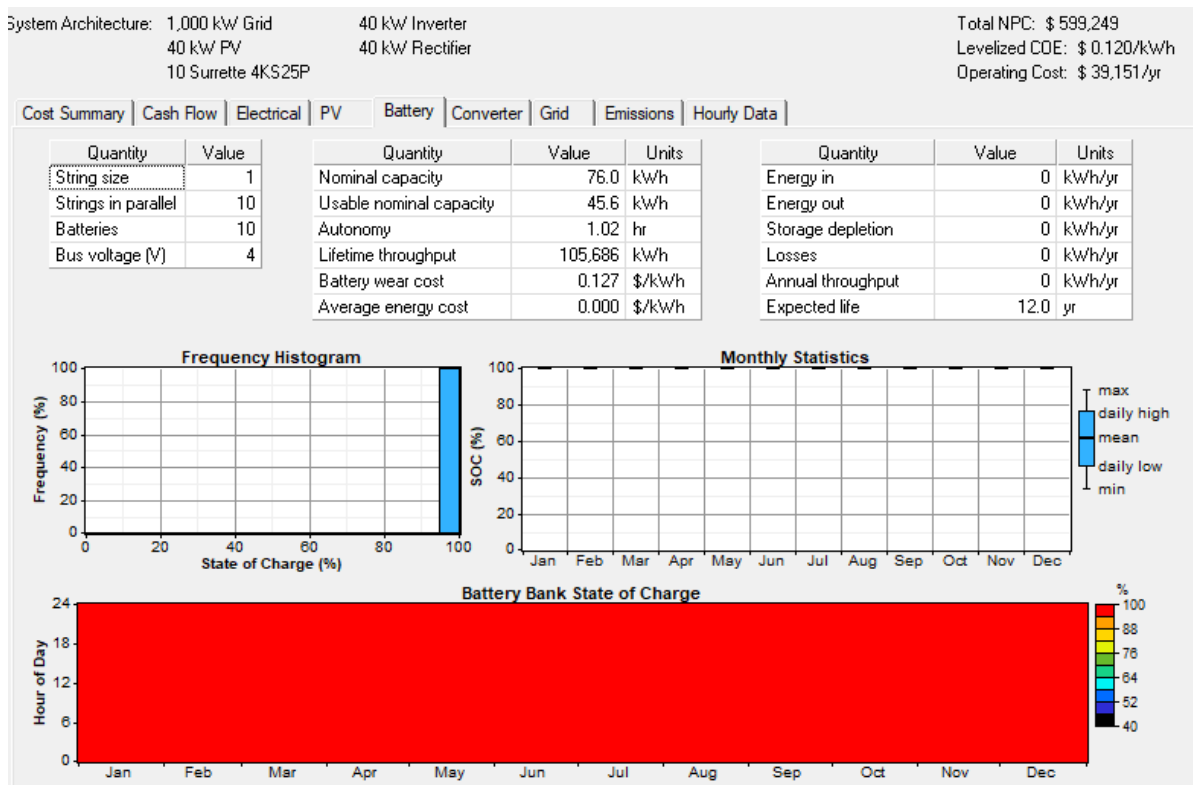


Figura 32. Imagen en Homer del estado de carga de la batería a lo largo del año. Fuente: Homer

A continuación, se muestra una gráfica en la que se observa el comportamiento del edificio a lo largo de una semana. En ella se observa la producción de energía fotovoltaica, la demanda y la energía comprada de la red. Como se puede observar Homer varia la demanda, al igual que la producción solar diaria.

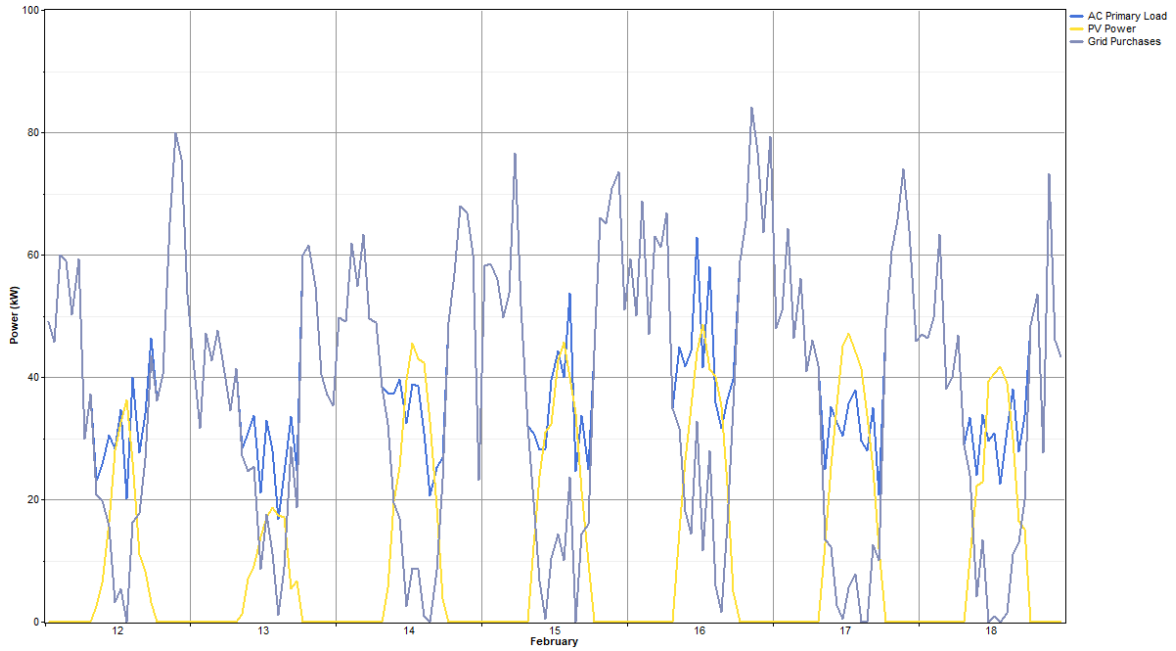


Figura 33. Análisis del comportamiento del polideportivo de Nazaret durante una semana.
Fuente: Homer.

- Polideportivo Cabañal:

Al igual que pasa con el polideportivo de Nazaret la batería no se descarga en ningún momento a lo largo, por lo que tampoco será necesaria pudiendo utilizar la red.

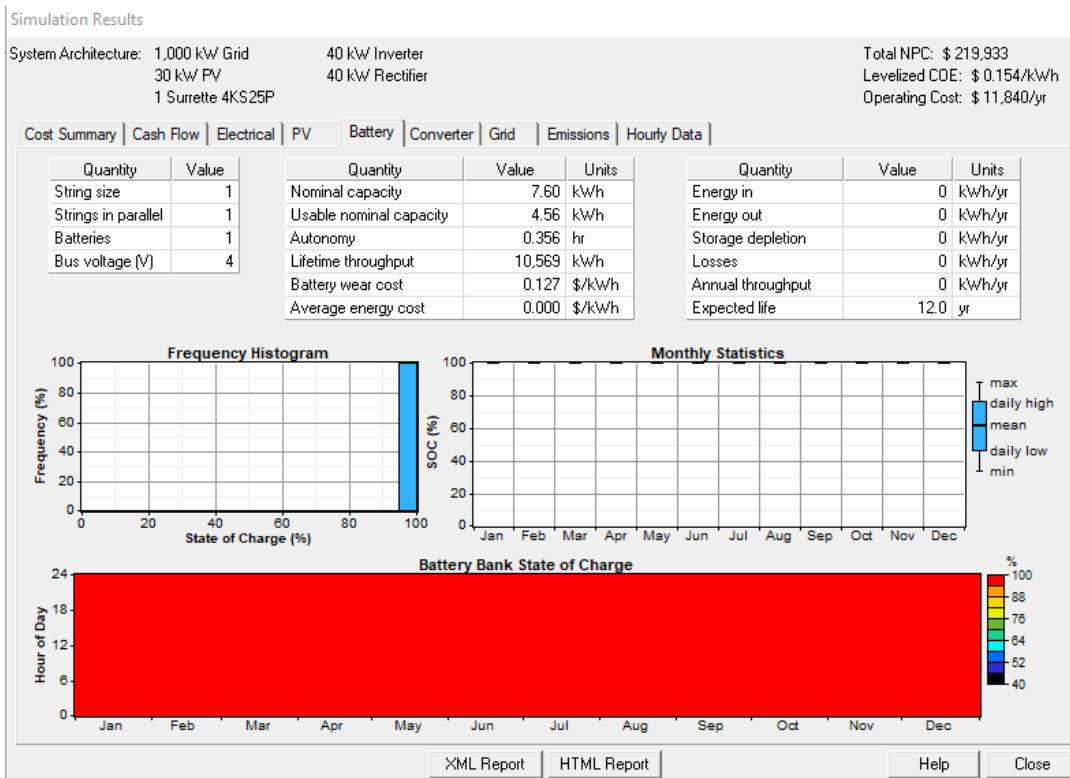


Figura 34. Imagen en Homer del estado de carga de la batería a lo largo del año. Fuente: Homer.

En la figura 35 se muestra el comportamiento del polideportivo del Cabanyal a lo largo de una semana. Como se puede observar no coincide el momento de mayor producción solar con el momento de mayor demanda, pero como se ha concluido anteriormente, es más rentable adquirir la energía de la red que incluir una batería en la instalación.

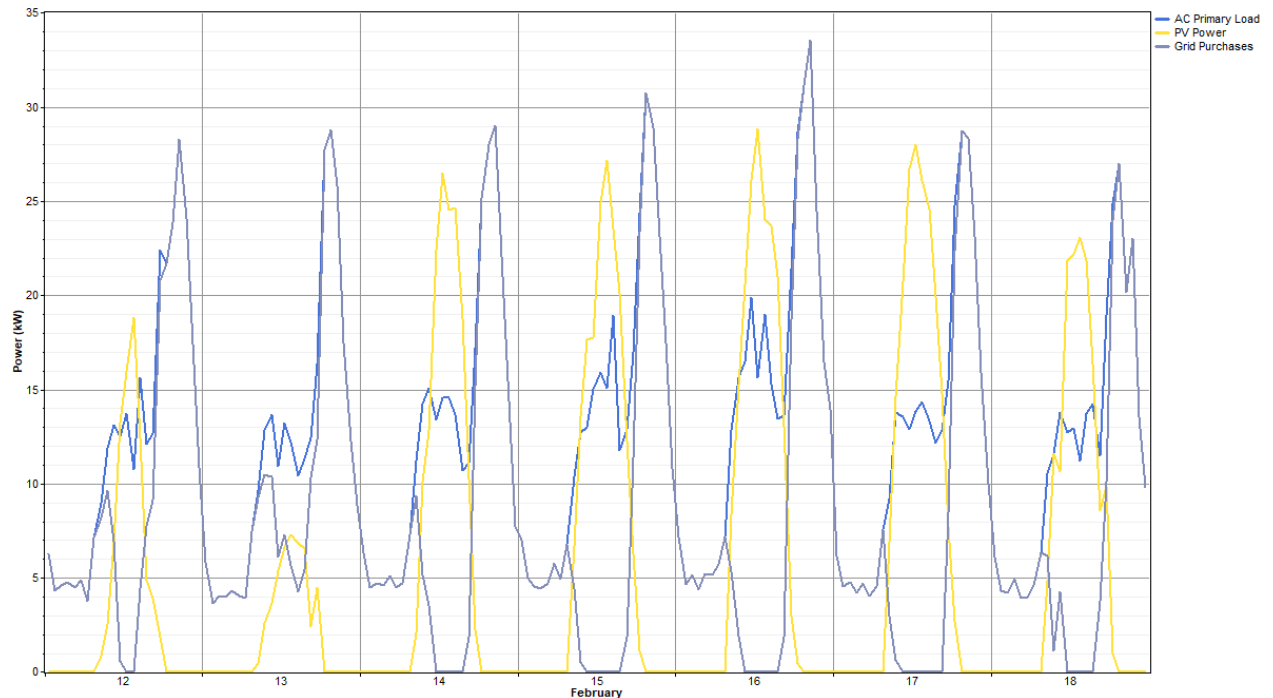


Figura 35. Análisis del comportamiento del polideportivo del Cabanyal durante una semana.
Fuente. Homer

5.2.3. Análisis de los resultados del escenario de Red Inteligente

Por último, se muestran los resultados obtenidos de la simulación con Homer de todos los edificios que se han tenido en cuenta. Al no haberse incluido baterías en las instalaciones de los polideportivos, tampoco se considerarán en este escenario.

En primer lugar, se muestra una gráfica con el comportamiento a lo largo de una semana de la micro-red. Como se puede observar durante las horas diurnas la demanda se cubre en gran medida con las instalaciones fotovoltaicas, mientras que, en los momentos con menor radiación, o en horas nocturnas se adquiere energía de la red.

Por lo tanto, en el conjunto de los edificios, la demanda se cubre en su mayor parte con las instalaciones fotovoltaicas dimensionadas en los tejados de cada uno de los edificios, y en los momentos en los que no es posible, se adquiere energía de la red, a un precio bajo, siendo además energía 100% renovable, al considerarse una comercializadora que únicamente vende energía verde.

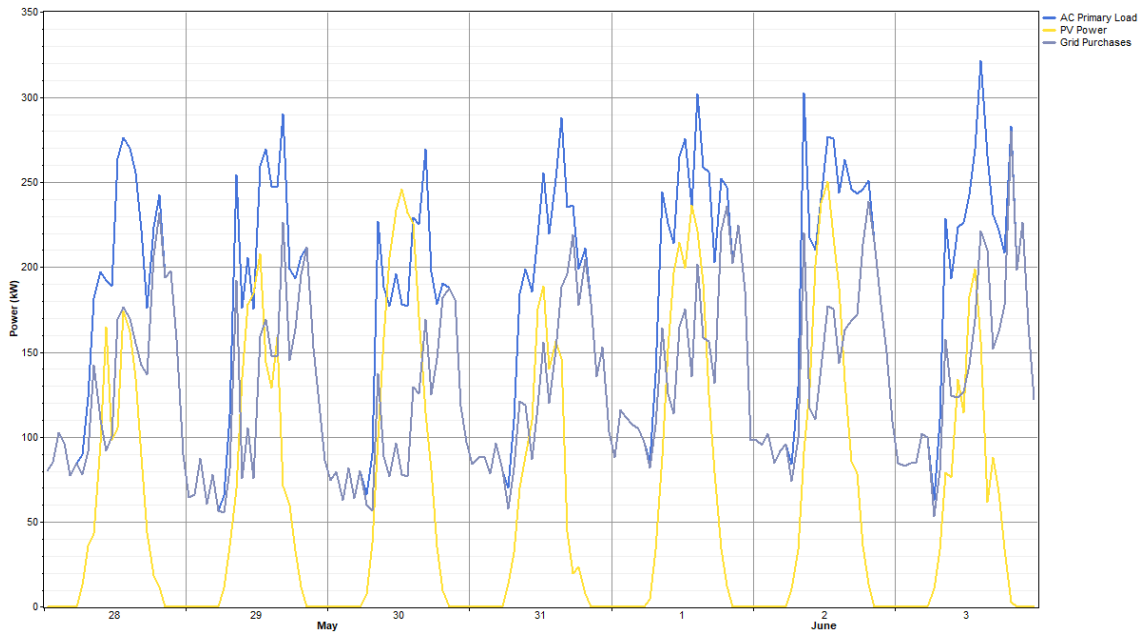


Figura 36. Análisis del comportamiento de la micro-red durante una semana. Fuente: Homer.

Finalmente se muestran dos gráficas. En la primera se muestra la energía demandada y la comprada de la red a lo largo del año, y en la segunda se muestra la energía demandada y la producida por las instalaciones fotovoltaicas que conforman la micro-red.

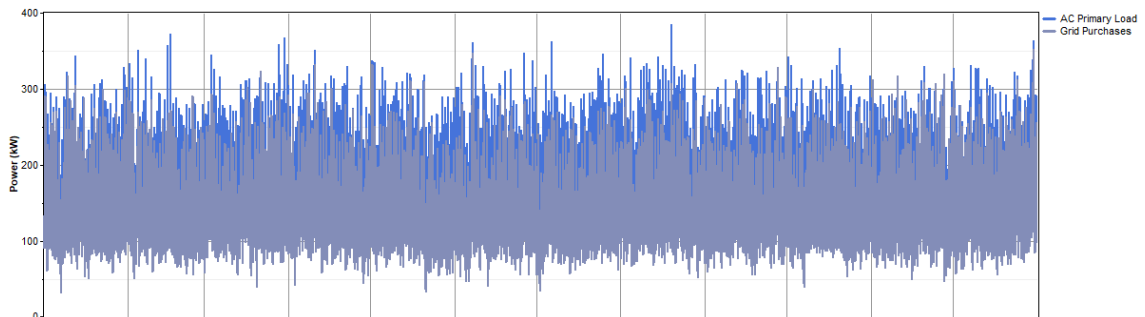


Figura 37. Energía anual demandada y adquirida de red por la micro-red. Fuente: Homer

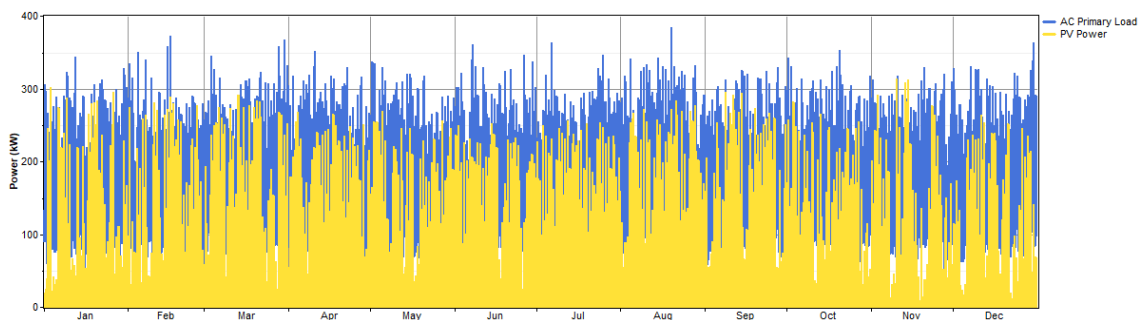


Figura 38. Energía anual demandada y fotovoltaica. Fuente: Homer

5.3 ANÁLISIS SOCIO-ECONÓMICO DE LOS RESULTADOS

De las entrevistas realizadas se presenta primero los resultados cuantitativos que permiten observar y describir de una manera rápida y visual los resultados obtenidos para cada barrera (apartado 5.3.1) y después se presenta de manera detallada un resumen de la descripción de cada barrera y solución (apartado 5.3.2).

5.3.1. Descripción de los resultados

A continuación, se muestran las gráficas correspondientes a la evaluación de las barreras (Figura 39 y Figura 40), en cuando a la importancia y a la posibilidad de ser superada en el corto plazo, de esta manera se permite adquirir de manera global la situación de cada una de las distintas barreras.

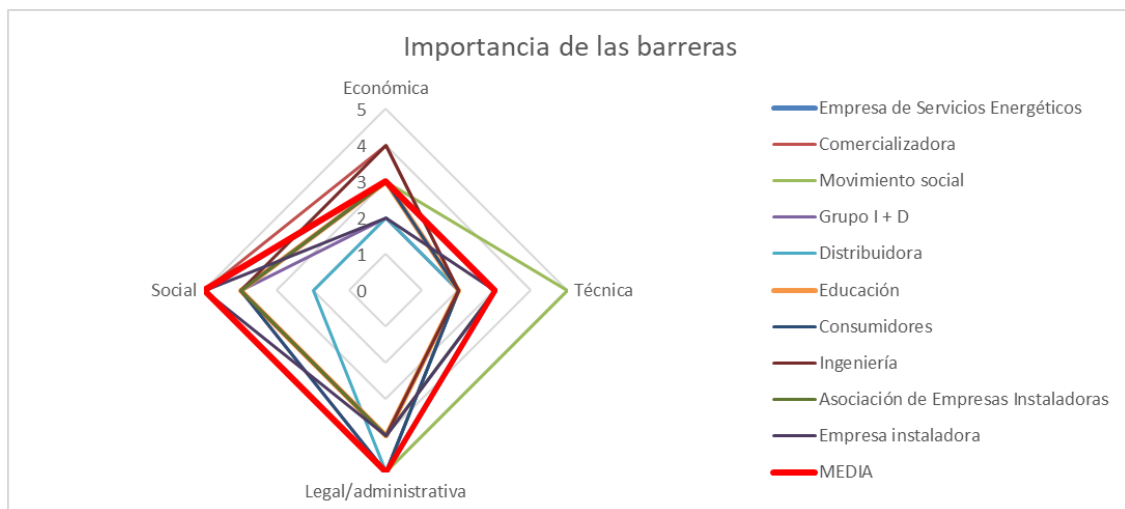


Figura 39. Valoración de la importancia de las barreras.

En este primer gráfico (donde la escala se mide de la siguiente manera: de 0 a 1: nada importante, de 1 a 2: poco importante, de 2 a 3: medianamente importante, de 3 a 4: importante, de 4 a 5 muy importante) se puede observar como la barrera que se indica con una mayor importancia según la media de los actores entrevistados, es la barrera legal/administrativa, como se podría esperar debido al contexto español, en el que el marco legal es complejo y poco favorable y los procedimientos administrativos son complejos. En cambio, resulta interesante que la siguiente barrera que se constituya como importante es la barrera social, es decir, la sociedad no está concienciada ni convencida del uso de la energía fotovoltaica a nivel local, esto debido en gran parte a la llamada "solarfobia", como se verá en el estudio más detallado, que consiste en el miedo (tanto por la legalidad como por la rentabilidad) del uso de la energía fotovoltaica para autoconsumirla.

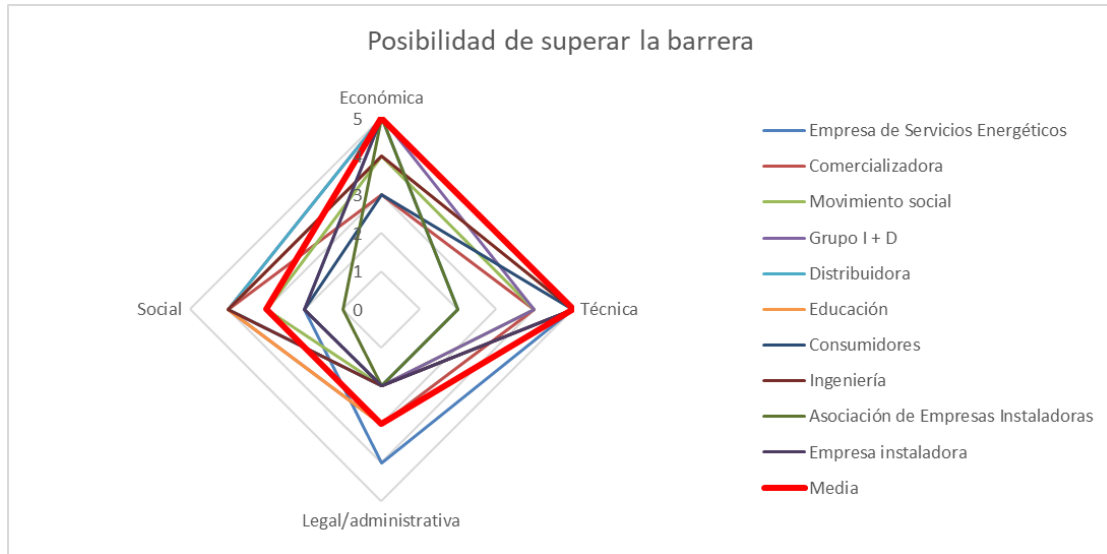


Figura 40. Valoración de la posibilidad de solución de las barreras.

En este gráfico (Figura 40) (donde la escala se mide como: de 0 a 1: nada posible, de 1 a 2: poco posible, de 2 a 3: medianamente posible, de 3 a 4: posible, de 4 a 5 muy posible) se observa cómo, al igual que en la importancia de las barreras, la barrera legal/administrativa (que se había constituido como la más importante) es la que menos probabilidad tiene de solución, seguida de la social (la siguiente en orden de importancia). Por último, las dos barreras menos importantes, son las más probables de superar, ya que, en muchos casos, se instó durante las entrevistas que ya no constituía una barrera en sí.

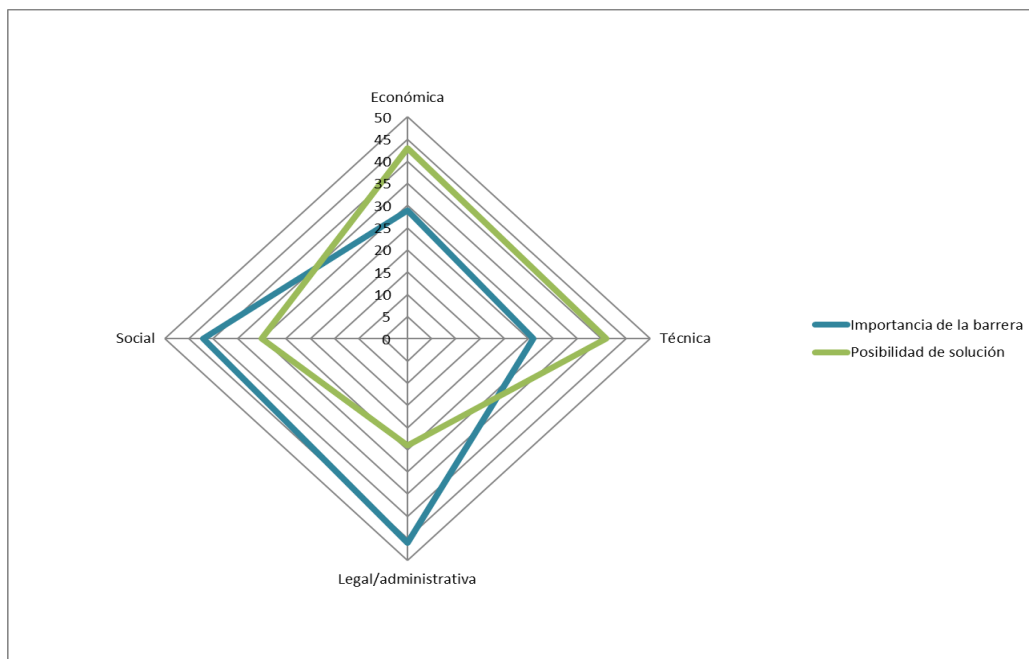


Figura 41. Comparativa de resultados de entre la importancia de las barreras y la posibilidad de solución de cada una.

Por último, en este gráfico se puede observar de manera visual lo que se había advertido en el párrafo anterior, las barreras más importantes para el desarrollo de la energía fotovoltaica distribuida son las que tienen una menor posibilidad de superarse a corto plazo. En él se observa también que, a la hora de superar las dos barreras más importantes (legal/administrativa y social), aunque la barrera legal/administrativa es más importante, es más plausible incidir a nivel local sobre la barrera social, además su posibilidad de ser superada es mayor de acuerdo con los resultados.

La escala de este gráfico se mide como: de 0 a 10: nada importante/posible, de 10 a 20: poco importante/posible, de 20 a 30: medianamente importante/posible, de 30 a 40: importante/posible, de 40 a 50 muy importante/posible.

Una vez realizada una visión general de las barreras a las que se enfrenta la producción de energía fotovoltaica distribuida y el despliegue de redes inteligentes se ha profundizado más en cada una de ellas, resaltando todas aquellas particularidades que surgen de la realización de las entrevistas, y las distintas soluciones que se proponen para cada una de ellas. A continuación, se especifican, en orden de importancia, las distintas barreras que se han extraído de las entrevistas, alrededor de cada uno de los cuatro ejes.

5.3.2. Descripción cualitativa de los resultados

A continuación, se muestran las distintas barreras identificadas durante la realización de las entrevistas. Se presentan según su tipología y según su importancia, según se ha mostrado en el análisis cuantitativo de las mismas (legales/administrativas, sociales, económicas y técnicas).

5.3.2.1 Barreras legales/administrativas

Estas barreras se han constituido como las más importantes en la producción distribuida de energía fotovoltaica y el despliegue de redes inteligentes, lo cual se debe al marco legal español en cuanto a producción con energías renovables y autoconsumo. Se refieren al hecho de la dificultad que supone avanzar en este tipo de proyectos debido a trabas legales o procesos administrativos.

En el proceso de realización de las entrevistas, han sido tres barreras las que han aparecido un mayor número de veces por parte de los entrevistados, estas barreras han sido:

Barreras en la tramitación y legalización: Por una parte, se ha insistido en los dificultosos procesos de tramitación y legalización de las instalaciones fotovoltaicas para el autoconsumo, estos procesos incluyen pasar por el ayuntamiento, la Consellería de Industria etc. También se incluyen aquí los trámites para obtener el punto de conexión debido a todas las exigencias por parte de la distribuidora esto se refiere a las restricciones técnicas que impone la distribuidora a la hora de conectar la instalación a la red de distribución, dentro de esta barrera destaca la obligación de poner un doble contador. Esto supone la realización de nuevas canalizaciones e instalaciones desde el inversor hasta el nuevo contador, que a veces es posible, pero otras

veces no se puede realizar esta canalización (como por ejemplo en un edificio comunitario) lo cual constituye una barrera técnica, a parte constituye un mayor gasto económico.

Propuestas de soluciones: Como solución a este tipo de barrera se ha propuesto crear un procedimiento claro, simple y unificado para que sea más rápido y no haya contradicciones a la hora de legalizar una instalación, así mismo se ha propuesto la creación de una “ventanilla única”, un lugar donde pueda acudir los actores (individuales, organizaciones, instaladores etc.) interesados en realizar autoconsumo para que pueda aclarar todas sus dudas en lo referente a las tramitaciones de las mismas. La barrera del doble contador podría solucionarse si la distribuidora permitiese el uso de un solo contador en doble sentido para la adquisición de datos, de manera que pudiera utilizarse únicamente el de la distribuidora.

Barreras en la legislación: Éstas han sido otras de las barreras que más se ha nombrado en las entrevistas ya que es difícil la interpretación de la legislación a nivel nacional actual. Un claro ejemplo es la legislación sobre autoconsumo compartido, que ha quedado sin legislar después que el Tribunal Constitucional haya anulado el punto del Real Decreto del autoconsumo que lo declaraba ilegal. También es una barrera la incertidumbre asociada a la previsión de la evolución de la legislación avance hacia un marco más favorable para el autoconsumo mediante energía fotovoltaica o el despliegue de redes inteligentes.

Barreras en adquisición de datos: Por último, otra de las barreras más citadas en las entrevistas ha sido la dificultad existente en la adquisición de datos a tiempo real, ya que los datos disponibles por la compañía distribuidora no son los suficientemente precisos para ser utilizables en el despliegue de redes inteligentes y la gestión de la demanda. La solución a esta barrera sería que la distribuidora pusiera a disposición del cliente los datos necesarios para llevar a cabo estas prácticas

Además de estas barreras han aparecido otras a lo largo de las entrevistas, que, pese a no haber surgido un elevado número de veces, no dejan de ser relevantes. Entre estas se encuentra, por ejemplo, la falta de incentivos por parte de la administración para fomentar el autoconsumo. Como solución se proponen retribuciones por energía vertida a red (en instalaciones tipo 1 también) o ayudas a fondos perdidos y descuentos en impuestos, como por ejemplo en el IRPF o IBI (lo cual se está llevando a cabo en la comunidad valenciana por parte del IVACE).

Otra barrera que se ha comentado es que el marco legal actual parece proteger el modelo centralizado de producción de energía eléctrica mediante las dificultades administrativas y legales que se han comentado anteriormente, lo que deja poco margen de maniobra a nivel local, e impide la proliferación de instalaciones de autoconsumo para la producción distribuida. Relacionado con esto se ha comentado varias veces las relaciones de influencia que parecen ejercen ciertas empresas eléctricas sobre las políticas energéticas, para proteger su modelo de negocio, mediante dificultades legales y administrativas a otros tipos de modelos de producción. La solución a esto pasaría por impulsar políticas energéticas favorables a la producción descentralizada a todos los niveles del aparato administrativo y jurídico español, permitiendo superar las barreras anteriores y que vayan de la mano con las reformas y directivas que se están elaborando en la Unión Europea.

5.3.2.2 Barreras sociales

A lo largo de las entrevistas ha habido una barrera social que se ha repetido un gran número de veces:

Falta de información (desconocimiento): La principal barrera social que ha sido mencionada para la producción de energía fotovoltaica distribuida, es el desconocimiento. Por una parte, el desconocimiento legal, ya que los entrevistados perciben que la mayoría de la población cree que se les va a realizar algún tipo de cobro (como el peaje de respaldo, más conocido como “Impuesto al Sol”) por tener una instalación de placas fotovoltaicas en sus tejados. Y por otra parte, está el desconocimiento económico, ya que no perciben la rentabilidad de estas instalaciones. En una de las entrevistas incluso se menciona que el entrevistado, el cual tiene una instalación de autoconsumo en su tejado, financió su vivienda con dicha instalación, aun así, ninguno de sus vecinos ha decidido seguir su ejemplo. Con esto cabe destacar el gran impacto que han tenido las campañas mediáticas realizada en donde se propagó la idea errónea del llamado “impuesto al sol” como una gran barrera impuesta por el gobierno para cobrar a quien produjera energía con placas fotovoltaicas, cuando no es así la situación real para instalaciones de potencia inferior a 10 kW.

La solución para superar el desconocimiento es la de informar y formar a la población. Para esto es muy importante que la administración dé ejemplo e impulse proyectos piloto que muestren que la energía solar fotovoltaica distribuida es viable técnicamente, legalmente y económicamente.

Además, a parte del desconocimiento, han surgido otra serie de barreras, por ejemplo, que la población no percibe el mercado liberalizado de la energía, es decir, no es consciente de que existen opciones alternativas a las empresas comercializadoras históricas, siendo igual de fiables para el suministro de electricidad. Como solución se propone informar de las alternativas que existen a las comercializadoras tradicionales, y que la población realmente pudiera elegir como contratar la luz.

Otra barrera importante es la de realizar autoconsumo compartido en el caso de que existiera una instalación fotovoltaica en un edificio de viviendas. Con la legislación actual la finca tendría que constituirse como un solo ente a la hora de contratar suministro, es decir, tener un único contrato para todos, para poder consumir todos de la instalación fotovoltaica. Se percibe que el problema es que la sociedad actual no tiene ese sentido de colectividad los suficientemente arraigado para que esto pueda funcionar de manera correcta, ya que podrían surgir conflictos si no se gestionara de manera adecuada el consumo de cada vivienda.

Una solución que se propone para esta barrera es la de crear la figura del “gestor energético” a nivel de finca (análogo al papel de administrador de finca), de manera que gestionara el consumo/producción eléctrica de cada una de las viviendas del bloque y en base a eso quedara plasmado económicamente según el mismo. Por ejemplo, se podría cobrar una cantidad fija a cada una de las viviendas, y mensualmente, o anualmente realizar un balance dependiendo de si han consumido por encima de esa cantidad o por debajo y de la producción realizada a nivel de finca.

5.3.2.3 Barreras económicas

Aunque por lo general la barrera económica no se ha definido como realmente importante para el desarrollo de la producción fotovoltaica distribuida y despliegue de redes inteligentes, esta barrera se percibe como la tercera más importante por los entrevistados. Las barreras que se han identificado a partir de las entrevistas han sido:

Inversión inicial: En esto cabe diferenciar entre instalaciones a nivel individual o a nivel de empresa. A nivel individual la inversión inicial de estas instalaciones es elevada, en muchos casos el individuo necesitaría de una entidad que sumiera el riesgo de dicha instalación por él. A nivel de empresa la dificultad se encuentra en el acceso a la financiación para la realización de estas instalaciones, para ello se propone aplicar nuevas técnicas de financiación mixtas, por ejemplo, financiación privada, pública y colectiva, para de esta manera hacer frente a la inversión inicial.

Coste del almacenamiento: Otra barrera económica que ha surgido a lo largo de las entrevistas ha sido el coste de la batería. Debido a que la evolución tecnológica de la batería aún necesita de avances, el coste actual de la misma supone un pico en la inversión de la instalación. No obstante, se prevé que con los años y la evolución tecnológica de la misma el precio será cada vez menor.

Además de estas componentes a la barrera económica, existen otras componentes, como, por ejemplo, que la población no es consciente de los incentivos a los que se puede acceder. Aun así, como síntesis, se tiene la percepción general que la barrera económica no supone una barrera realmente importante o difícil de superar para la producción de energía fotovoltaica distribuida y redes inteligentes.

5.3.2.4 Barreras técnicas

La barrera técnica es la percibida por los entrevistados (la mayoría técnicos del sector) como la menos importante para la producción distribuida de energía fotovoltaica, no obstante, en cuanto a redes inteligentes hay una barrera que ha sido mencionada en repetidas ocasiones. Esta barrera ha sido la adecuación de la red de distribución. Para algunos actores es una barrera la adecuación de la red de distribución por el hecho de que al existir varios flujos de energía (red bidireccional, no unidireccional), la red tendría que reformarse para no sobrecargarse o que pudiera fallar, pero, en contraposición a esta barrera, dos de los actores entrevistados han respondido decididamente que las redes de distribución están preparadas para asumir estos nuevos flujos en el contexto actual de crecimiento lento de la producción distribuida y de red mallada en la Comunidad Valenciana. Además, otro de los actores, también indicó que al ritmo al que se está llevando a cabo la transición energética hacia un modelo más descentralizado, la red tendría capacidad para incorporar e ir adaptándose poco a poco.

De la misma manera que sucede con las barreras económicas, ya que no se tiene la percepción de que sean una gran barrera a superar. Como barreras adicionales a las que se han especificado anteriormente existe la falta de formación de técnicos instaladores de placas

fotovoltaicas que tengan conocimiento amplio en instalaciones fotovoltaicas ya que es una competencia relativamente nueva.

A continuación, y como resumen al presente documento, se muestra una tabla resumen con las barreras más importantes identificadas y las soluciones que se han propuesto:

Tabla 23. Resumen de las barreras según tipología y la solución planteada.

Tipo de barreras	Barrera	Solución
Legales/ administrativas	Largos procesos de tramitación para obtener el punto de conexión	Se debería establecer un proceso claro, simple y unificado para que realizar las tramitaciones sea más rápido y no haya contradicciones. Creación de la “Ventanilla única”
	Restricciones técnicas	Debería ser posible realizar la instalación con el uso de un solo contador.
	Acceso a datos en tiempo real	Mayor implicación por parte de la distribuidora para compartir los datos a tiempo real.
Sociales	Desconocimiento de la viabilidad, tanto económica como legal	Además de informar y formar, se cree muy importante que la administración impulse proyectos piloto que muestren que la generación distribuida de energía fotovoltaica es viable, legalmente y económicamente.
Económicas	Acceso a financiación	Combinar la financiación entre privada, pública y colectiva, que sea capaz de asumir el riesgo de la inversión.
	Coste de la batería	La evolución tecnológica de la batería permitirá que el precio de la misma sea cada vez menor.
Técnicas	Adecuación de la red de distribución	Las redes de distribución están “sobredimensionadas”, y además el autoconsumo supone en primera instancia consumir donde se produce, por lo que no debería sobrecargar en la red de distribución.

5.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

En este capítulo se han presentado los resultados obtenidos a partir del caso de aplicación que se ha explicado en el capítulo 4. Por una parte, se han mostrado los resultados de la parte técnica, en los cuales se muestra la configuración de las instalaciones fotovoltaicas para cada uno de los edificios municipales considerados, el periodo de retorno de estas instalaciones, y el ahorro de CO₂ que se consigue mediante dichas instalaciones. Además, se incluyen las simulaciones con Homer para llevar a cabo la decisión de si incluir o no almacenamiento en los edificios que eran sensibles a incorporarlo, y finalmente la simulación con Homer de todos los edificios de la red como una micro-red que se alimenta de las instalaciones fotovoltaicas ya calculadas y de la red.

Por otra parte, se incluyen los resultados del análisis socio-económico de las barreras asociadas a la producción de energía fotovoltaica distribuida en la ciudad de Valencia y el despliegue de redes inteligentes, una vez realizadas las entrevistas a los distintos actores que se habían seleccionado en el capítulo 4. Estos resultados incluyen tanto una parte cuantitativa como una cualitativa. Los resultados cuantitativos muestran gráficamente la importancia y la posibilidad de solución de los cuatro ejes de barreras alrededor de los cuales se ha realizado la entrevista y los cualitativos muestran una batería de barreras que se han identificado a lo largo de las entrevistas junto con la solución que se ha propuesto por parte de los entrevistados.

6. CONCLUSIONES

Una vez finalizado el análisis, tanto técnico como socio-económico, desarrollado a lo largo de este TFM, se pueden extraer las conclusiones que se presentarán en este capítulo. Al ser dos partes diferenciadas en su metodología y análisis se analizarán cada una por separado, aunque éstas se interrelacionan entre sí irremediabilmente.

6.1 CONCLUSIONES VIABILIDAD TÉCNICA

En primer lugar, se analizarán las conclusiones de la parte técnica del TFM. En primer lugar, el estudio sobre la viabilidad técnica de la producción de energía fotovoltaica distribuida a nivel local y despliegue de redes inteligentes abarca distintos ámbitos de esta área de estudio. Por una parte, en lo que respecta a la producción de energía solar mediante placas fotovoltaicas, como se puede observar mediante el caso de aplicación que valida la metodología planteada en este TFM, es rentable para instalaciones de autoconsumo en edificios con curvas de consumo coincidentes con la curva de radiación a lo largo del día. Esta conclusión se válida con los resultados del caso de aplicación desarrollado en los capítulos 4 y 5, donde se observa como los años de retorno para instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo son de entre 5 y 10 años, con lo que, si se supone una vida útil de la instalación de unos 25 años se podría extraer rentabilidad de ella durante al menos 15 años. Además, no solo es positivo el impacto económico, si no también medioambiental. Tal y como se observa en los resultados de este TFM una instalación de 20 kW ahorra 31.664,115 kilogramos de CO₂ al año, contribuyendo así a la lucha contra el cambio climático, y aprovechando un recurso local para la producción de energía.

Respecto a instalaciones de autoconsumo en las cuales la curva de demanda no coincide con la curva de producción de energía solar fotovoltaica, como ocurre con algunas instalaciones del caso de aplicación del trabajo, se ha recurrido en primer lugar al estudio de implantación de baterías en la instalación. Tal y como se observa mediante la simulación con Homer Energy, con una tarifa energética económica, mediante una comercializadora que comercializa únicamente con energía renovable, la implantación de baterías en instalaciones de autoconsumo conectadas a red no resulta viable, puesto que resulta más económico adquirir energía de red que de las baterías, y medioambientalmente si la energía adquirida de red es también de origen renovable el impacto es el mismo.

Por último, en lo que se refiere al despliegue de redes inteligentes, aunque resultaría beneficioso el poder trasvasar energía entre puntos de consumo de una misma red, según la curva de consumo y producción estos, actualmente no existen mecanismo que regulen esta actividad, además, el artículo 4.3 del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, establece que “en ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores.” Lo que imposibilita la creación de una red particular que conecte una instalación de autoconsumo con varios puntos de consumo.

6.2 CONCLUSIONES VIABILIDAD SOCIO-ECONÓMICA

Por otra parte, se analizarán las conclusiones del estudio socio-económico del TFM. Una vez validada la metodología, realizando una entrevista a diversos actores relacionados con la energía fotovoltaica en la ciudad de Valencia, sobre las barreras y posibles soluciones de la producción de energía fotovoltaica distribuida a nivel local y el despliegue de redes inteligentes, entorno a cuatro ejes (económico, técnico, legal/administrativo y social), se pueden extraer las siguientes conclusiones.

En primer lugar, se ha establecido que la producción de energía fotovoltaica prácticamente no afronta barreras de carácter técnico o económico. Por una parte, la tecnología fotovoltaica es una tecnología ya madura, que si bien continúa evolucionando, ya establece buenos rendimientos en los que se refiere a la transformación de energía solar en eléctrica. La única traba técnica a la que se enfrentan las instalaciones fotovoltaicas hoy en día es la evolución tecnológica de las baterías. Por otra parte respecto a las barreras económicas, aunque los periodos de retorno de inversión en instalaciones fotovoltaicas son cada vez menores, la inversión inicial sí que puede significar una barrera en instalaciones domésticas, siendo una posible solución a este problema un mayor incentivo por parte de las administraciones competentes para poder asumir con mayor facilidad dicho gasto.

En segundo lugar, a diferencia de las barreras económicas o técnicas, las barreras legales/administrativas y sociales sí que suponen una traba para el desarrollo de la energía fotovoltaica distribuida a nivel local y despliegue de redes inteligentes.

Dentro de la barrera legal/administrativa podemos encontrar barreras importantes, como lo es el proceso de legalización de una instalación de autoconsumo, ya que éste es un proceso farragoso y difícil de seguir, que no facilita la decisión de instalar placas fotovoltaicas como autoconsumo. De igual manera pasa con la legislación, también confusa y difícil de seguir, incluso en algunos casos, como en el del autoconsumo compartido, incompleta. Además de ciertas imposiciones para legalizar una instalación de autoconsumo que dificultan el proceso, como es el caso de la obligada instalación de un doble contador, lo cual supone una barrera económica al aumentar el precio de la instalación y en ocasiones también técnica, al no ser posible realizar la obra correspondiente para añadir otro contador. Como solución se propone la creación de una “ventanilla única”, a la cual pueda acudir el interesado en instalar una instalación de placas fotovoltaicas en su vivienda, su empresa etc. que acompañe y facilite los pasos a seguir en las tramitaciones y aclare todas aquellas dudas respecto a la legislación.

Por otra parte, está la barrera social, que a la vez de haber sido identificada como una de las más importantes también es en la que más posibilidad existe de incidir. La barrera social principalmente está infundada en la desinformación y la mala información por parte de la población. Ésta no solo no es consciente de la rentabilidad de las instalaciones de energía fotovoltaica para el autoconsumo, sino que tampoco lo es de la legalización de las mismas, creando una especie de *solarfobia*, y creyendo que todas estas instalaciones llevan consigo una serie de cargos económicos importantes (“impuesto al sol”) cuando no es el caso. La solución a esto es una buena información sobre esta energía renovable que llegue a todos los estratos de la sociedad.

En general, la producción de energía fotovoltaica distribuida a nivel local resulta viable, tanto técnicamente como socio-económicamente, pero para su mayor desarrollo se tiene que incidir en concienciar e informar más a la población, y al mismo tiempo enmarcarlo dentro de un marco legal/administrativo que favorezca el autoconsumo fotovoltaico. Respecto al despliegue de redes inteligentes, su desarrollo se encuentra aún en fases muy poco maduras, y además, en primera instancia haría falta un cambio en la legislación, ya que hoy en día se encuentran en el marco de lo ilegal.

6.3 FUTUROS TRABAJOS

De cara a futuros estudios este TFM da pie a profundizar, por una parte, en el análisis técnico realizando un estudio económico y medioambiental más a fondo, ya que en el presente trabajo se ha realizado una primera aproximación. Así mismo se puede aumentar el tamaño de la simulación y el número de edificios, a escala barrio o incluso ciudad para poder validar en mejor medida los escenarios. También sería interesante evaluar las consecuencias de diferentes tipos de tarificación al realizar autoconsumo, como el balance neto, retribución por energía vertida etc.

Por otra parte, en el análisis socio-económico, se propuso por parte de la red Connecta Energía, del centro de innovación urbana, Las Naves (a los que se presentó con anterioridad los resultados socio-económicos), realizar una consulta en la que se particularizara más en cada barrera a las que se enfrenta la producción de energía fotovoltaica distribuida y redes inteligentes, permitiendo ahondar más en la problemática y la solución a cada una de ellas, así como realizar entrevistas cuantitativas a usuarios y más actores del sector de la fotovoltaica para validar las primeras conclusiones obtenidas de manera cualitativa, de manera cuantitativa. Por último, este estudio se podría comparar con otras ciudades tanto a nivel español, como europeo.

7. BIBLIOGRAFÍA

Amsterdam Smart City. *Amsmarterdam City*, (s.f.). Obtenido de <https://amsterdamsmartcity.com/>

Asena Consulting. *Los agregadores de demanda: la nueva figura que ha roto el esquema a las eléctricas británicas*, (2016). Obtenido de <http://www.asena-consulting.es/noticias/los-agregadores-de-demanda-la-nueva-figura-ha-roto-el-esquema-las-electricas-britanicas/>

Ayuntamiento de Valencia. *Diagnóstico energética del ayuntamiento de Valencia* (2016). Obtenido de Energías Renovables y Cambio Climático: <https://www.valencia.es/ayuntamiento/Energias.nsf/vDocumentosTituloAux/Planes%20y%20Estrategias?opendocument&lang=1&nivel=4>

Bauwens, T. Explaining the diversity of motivations behind community renewable energy. *Energy Policy*, 278-290. (2016)

Bauwens, T., & Eyre, N. Exploring the links between community-based governance and sustainable energy use: Quantitative evidence from Flanders. *Ecological Economics*. (2017)

BOE. *Sentencia 68/2017*. Tribuna Constitucional.

C40. *Why cities? Ending climate change begins in the city*, (2012). Obtenido de www.c40.org

Comisión Europea. *Winter package* (s.f.). Comisión Europea.

DRIP Project. *Demand Response in Industrial Production*, (2012). Obtenido de <https://www.drip-project.eu/project/partners.html>

El Periódico de la Energía. El autoconsumo compartido se topa con el muro de las distribuidoras y la falta de regulación económica. *El periódico de la Energía*. (2016)

Elias Bibri, S., & Krogstie, J. Smart sustainable cities of the future: An extensive interdisciplinary literature review. *Sustainable cities and Society*, 183-212. (6 de Marzo de 2017)

Enerinvest. *Plataforma Española de Financiación de Energía Sostenible*. Plataforma Española de Financiación de Energía Sostenible. (s.f.)

Grupo Enel. *SmartNet: Energía colaborativa*, (2018). Obtenido de <https://www.endesa.com/es/proyectos/a201706-smartnet-generacion-distribuida.html>

Grupo Enel. *Living Lab de SmartCity Málaga: Un laboratorio para crear la ciudad del futuro*, (2018). Obtenido de <https://www.endesa.com/es/proyectos/a201801-living-lab-malaga-ciudad-futuro.html>

Holaluz tarifas. *Holaluz*, (s.f.). Obtenido de <https://www.holaluz.com/>

IBM. *Smarter Cities Challenge* (2015). Obtenido de www.smartercitieschallenge.org.

IDAE. (s.f.). Obtenido de <http://www.idae.es/>

IVACE. *Financiación bonificada para proyectos de autoconsumo eléctrico en empresas y entidades*. Generalitat Valenciana, Consellería de economía sostenible, sectores productivos, comercio y trabajo. (2017)

Jimenez, M. Gas natural prueba en Barcelona la generación de energía entre pequeños clientes. *El país*. (2017)

Kakran, S., & Chanana, S. Smart operations of smart grids with distributed generation: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 524-535. (2018)

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Gobierno de España. Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2013)

Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. (2015)

Naciones Unidas. *Más de la mitad de la población vive en áreas urbanas y seguirá creciendo* (2014). Recuperado el Septiembre de 2017, de Departamento de Asuntos Económicos y Sociales:
<http://www.un.org/es/development/desa/news/population/world-urbanization-prospects-2014.html>

National Bank of Abu Dhabi. (s.f.).

OMIE. *Nuestros mercados de electricidad* (s.f.). Obtenido de Nuestros Mercados de Electricidad: <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad>

Pacto de los Alcaldes. *Pacto de los alcaldes sobre el clima y la energía*. Comisión europea. (s.f.)

Parlamento Europeo. *Directiva del parlamento europeo y del consejo referida a la eficiencia energética*. Diario Oficial de la Unión Europea. (25 de Octubre de 2012).

Raso, C.. *Se allana el camino para la creación de la figura del agregador de demanda. El economista*. (2016)

Red Eléctrica de España. *Finaliza el proyecto AGREGA sobre gestión de la demanda eléctrica de las pymes industriales del País Vasco, Sala de Prensa*. (2013)
Obtenido de <http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/finaliza-el-proyecto-agrega-sobre-gestion-de-la-demanda-electrica-de-pymes-industriales-pais-vasco>

Rodriguez García, J., Alcázar Ortega, M., & Carbonell Carretero, J. *Análisis para la implementación del programa de redes inteligentes en ecuador*. (2016)

Shomali, A., & Pinkse, J. The consequences of smart grids for the business model of electricity firms. *Journal of Cleaner Production*, 3830-3841. (15 de 2015).

ANEXO I

GUIÓN DE ENTREVISTA: “Producción distribuida de energía fotovoltaica en Valencia y red inteligente”

Esta entrevista forma parte de un trabajo fin de master coordinado entre el Centro de Innovación Urbana de Valencia, Las Naves y el Observatorio del Cambio Climático, y el Instituto de Ingeniería Energética (IIE) de la UPV. La idea de este trabajo nace del trabajo realizado en el grupo de trabajo de la red Connecta Energía sobre la producción de renovables a nivel local en la ciudad de Valencia. El trabajo consiste en realizar un primer estudio sobre la viabilidad de la producción de energía fotovoltaica de manera distribuida de la ciudad de Valencia via una red inteligente, combinando una parte técnica, con un estudio socio-económico de las barreras a la implementación de la producción de energía solar fotovoltaica distribuida a nivel local y el despliegue de una red inteligente.

La parte técnica incluye el dimensionamiento y optimización de una red inteligente entre varios edificios públicos, y la segunda parte incluye un estudio socio-económico para la identificación y solución de las barreras que hoy impiden el desarrollo de la generación distribuida y de las redes inteligentes en la ciudad de Valencia. Asumiendo como red inteligente el uso de baterías para el almacenamiento de la energía producida durante el día y el autoconsumo compartido entre los distintos edificios que integran la red, optimizando el espacio en cubiertas.

En esta entrevista se quiere investigar la viabilidad socio-económica del proyecto, identificando las barreras que actualmente se encuentran para la aplicación de este tipo de instalaciones. Para ello se ha identificado y contactado varios actores relacionados con la generación distribuida de energía y las redes inteligentes, incluyendo: actores del sector de la distribución, empresas de servicios energéticos, empresas instaladoras, comercializadoras, usuarios y plataformas o iniciativas implicadas con las energías renovables etc.

De acuerdo con esto, la entrevista girará en torno a tres puntos:

1. Descripción de las actividades de la entidad relacionadas con la producción distribuida de energía fotovoltaica y redes inteligentes.
2. Identificación y discusión de las barreras alrededor de los cuatro ejes propuestos (técnicas, legales, económicas y sociales).
3. Evaluación cuantitativa de las barreras identificadas. Esta evaluación se llevará a cabo para cada uno de los ejes identificados.

1. Descripción de las actividades de la entidad relacionadas con la producción distribuida de energía fotovoltaica.

Q1.1: Presentación de la organización.

Q1.2: ¿Qué actividades lleva a cabo o quiere llevar a cabo su organización en relación con la producción, distribución o comercialización de energía fotovoltaica distribuida?

Q1.3: ¿Qué perspectiva/experiencia tiene sobre las redes inteligentes en la producción de energía distribuida?

2. Identificación y discusión de las barreras alrededor de los cuatro ejes propuestos.

Dentro de las actividades relacionadas con la producción distribuida de energías renovables a nivel local, actualmente existen varias barreras para su desarrollo. Le proponemos explorar las correspondientes sobre los cuatro ejes propuestos: económicas, técnicas, administrativas/legales y sociales.

Barreras económicas/financieras

Q2.1: Actualmente, ¿Cuáles son las barreras a nivel económico/financiero que encuentra en la generación de energía fotovoltaica distribuida y las redes inteligentes?

¿Cuál cree que es la importancia de esta barrera?

Muy importante	Importante	Importancia moderada	Poco importante	Nada importante

Q2.2: En el futuro, ¿Qué acciones cree se debería llevar a cabo para solucionar estas barreras?

¿Cómo de probable cree que es superar esta barrera a corto plazo (2020)?

Muy probable	Probable	Medianamente probable	Poco probable	Nada probable

Barreras técnicas

Q2.3: A día de hoy, ¿Cuáles son las barreras técnicas que ha detectado en la generación de energía fotovoltaica distribuida y el despliegue de redes inteligentes?

¿Cuál cree que es la importancia de esta barrera?

Muy importante	Importante	Importancia moderada	Poco importante	Nada importante

Q2.4: De cara al futuro, ¿Qué soluciones aportaría para solucionar estas barreras?
 ¿Cómo de probable cree que es superar esta barrera a corto plazo (2020)?

Muy probable	Probable	Medianamente probable	Poco probable	Nada probable

Barreras administrativas/legales

Q2.5: En el presente, pensando en el marco legal existente y en los procesos administrativos actuales ¿Cuáles son las principales barreras a nivel legal o administrativo con las cuales se ha enfrentado en el desarrollo de sus actividades o que afectan al desarrollo de la producción distribuida a nivel local y el despliegue de las redes inteligentes? (Tanto a nivel local, como autonómico o estatal).

¿Cuál cree que es la importancia de esta barrera?

Muy importante	Importante	Importancia moderada	Poco importante	Nada importante

Q2.6: De cara al futuro, ¿Qué evolución del marco administrativo legal considera necesaria para acompañar el desarrollo de la energía fotovoltaica a nivel local y las redes inteligentes a nivel local?

¿Cómo de probable cree que es superar esta barrera a corto plazo (2020)?

Muy probable	Probable	Medianamente probable	Poco probable	Nada probable

Barreras sociales

Q2.7: Actualmente, ¿Qué barreras sociales percibe en la producción de energía fotovoltaica distribuida y las redes inteligentes a nivel local? Entendiendo por barrera social el nivel de aceptación, información, sensibilización...

¿Cuál cree que es la importancia de esta barrera?

Muy importante	Importante	Importancia moderada	Poco importante	Nada importante

Q.8: ¿Qué acciones se debería llevar a cabo para superar esta barrera?

¿Cómo de probable cree que es superar esta barrera a corto plazo (2020)?

Muy probable	Probable	Medianamente probable	Poco probable	Nada probable

Muchas gracias por contestar a estas preguntas, si le interesa le podemos proporcionar un resumen de los resultados una vez hechas todas las entrevistas. Como última pregunta, ¿A qué otros actores, que formen parte o estén involucrados en la producción de energía fotovoltaica distribuida y las redes inteligentes en Valencia, cree interesante realizar esta entrevista?