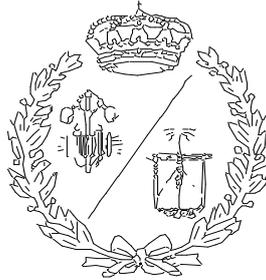


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS

INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto Fin de Máster

**DESARROLLO DE UN MODELO DE NEGOCIO DE
PROYECTO FOTOVOLTAICO PARA AUTOCONSUMO EN
PLANTA INDUSTRIAL**

Development of a business model of photovoltaic project
for self-consumption in industrial plant

Para acceder al Título de

MÁSTER UNIVERSITARIO EN

INGENIERÍA INDUSTRIAL

Alumno: Enrique Cuétara Gama

Julio-2019

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a la Universidad de Cantabria por la formación impartida a lo largo de toda mi vida universitaria tanto en los estudios del grado en Tecnologías Industriales como en los estudios del máster en Ingeniería Industrial. En especial a mi tutor del Trabajo de Fin de Máster, Carlos Renedo por la atención y ayuda constante en la realización del trabajo.

Además, agradecer a Solvay Química S.L. y en especial a Carlos Aladjem, quien me ha aportado conocimientos y una visión novedosa en la elaboración de proyectos y en materia de energía en grandes empresas. También agradecerles la facilitación de datos para la realización del presente proyecto.

Por otro lado, agradecer la labor de Ángela Royano, Luis Fernando Mantilla y de todo el equipo del Colegio de Ingenieros Industriales de Cantabria que gracias al Programa de Orientación Profesional (POP) abren una vía de enlace entre la Universidad y las empresas.

Por último, quiero agradecer a mis padres y hermano y al resto de mi familia, y a mis amigos por el apoyo, la ayuda y motivación recibidos durante todos estos años.

A todos, muchas gracias.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	8
1.1 CONTAMINACIÓN Y CALIDAD DEL AIRE	9
1.2 PROBLEMÁTICA DEL CAMBIO CLIMÁTICO	11
1.2.1 Distribución de las emisiones de gases de efecto invernadero	13
1.2.2 Consecuencias del cambio climático	14
1.3 MEDIDAS FRENTE AL CAMBIO CLIMÁTICO	15
1.3.1 Uso de energías renovables.....	15
1.4 OBJETIVOS ENERGÉTICOS 2020 Y 2030	16
1.4.1 Unión Europea	17
1.4.2 España	18
1.5 CAMBIO EN LA LEY PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	19
1.5.1 Eliminación del impuesto al Sol	19
1.6 NORMAS Y REFERENCIAS	20
2. OBJETIVOS Y ALCANCE	24
3. ENERGÍA FOTOVOLTAICA	25
3.1 DESCRIPCIÓN	25
3.2 ESTRUCTURA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS	25
3.3 FUNCIONAMIENTOS DE LAS PLACAS FOTOVOLTAICAS	28
3.4 TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	29
3.5 INVERSOR ELECTRÓNICO DC-AC	33
3.6 REGULADOR.....	33
3.7 CABLES DE CONEXIÓN	34
3.8 EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	34
3.9 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA	37

3.10 IRRADIACIÓN SOLAR EN EUROPA Y ESPAÑA.....	41
4. ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO PENINSULAR	44
4.1 DESCRIPCIÓN DEL MERCADO IBÉRICO DE LA ELECTRICIDAD.....	44
4.2 MERCADOSELÉTRICOS PRINCIPALES	46
4.2.1 OMIP	46
4.2.2 OMIE	47
4.2.3 Mercado Intradía.....	48
4.2.4 Mecanismos de ajuste de demanda y producción	50
4.3 ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA.....	54
4.4 PRECIO DE COMPRA DE LA ENERGÍA	57
4.4.1 Periodos tarifarios horarios	57
4.4.2 Términos fijos en el precio de la energía eléctrica. BOE	59
4.4.3 Términos variables en el precio de la energía eléctrica	61
4.4.4 Cálculo del precio de compra de la energía eléctrica.....	63
4.4.5 Precios OMIP estimados entre 2020-2044	65
4.4.6 Precios OMIE entre 2016-2018.....	66
5. PROYECTO FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO	75
5.1 ¿QUÉ ES UN PROYECTO FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO?	75
6. ¿POR QUÉ INVERTIR EN UN PROYECTO FV DE AUTOCONSUMO?.....	78
6.1 PRINCIPALES POSIBILIDADES DE INVERSIÓN FV.....	79
6.2 ESTRUCTURA ECONÓMICA DEL PROYECTO FV DE AUTOCONSUMO.....	81
6.3 BENEFICIOS ECONÓMICOS PARA EL INVERSOR	82
6.4 BENEFICIOS ECONÓMICOS PARA EL CONSUMIDOR	83
7. ESTUDIO DEL CONSUMIDOR SIN PLACAS FV	83
7.1 ESTUDIO DE LA CURVA DE CARGA HORARIA DE LA FÁBRICA SLV.....	86

7.1.1 Curva de carga diaria	86
7.1.2 Curva de carga semanal	95
7.1.3 Curva de carga Mensual	101
7.1.4 Curva de carga anual:	104
7.2 COSTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	107
7.3 EMISIONES DE CO ₂ A LA ATMÓSFERA	109
8. CASO PRÁCTICO: PROYECTO SOLVAY ESCÚZAR.....	109
8.1 LOCALIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	111
8.2 CLIMATOLOGÍA.....	113
8.3 DESGLOSE DE COSTES CAPEX Y OPEX.....	116
8.4 MÓDULOS Y ESTRUCTURA DE LA PLANTA FV	122
8.5 PRECIO OMIE MEDIO ESTIMADO DE BENEFICIO CERO	131
9. MODELO PARA LA SIMULACIÓN ECONÓMICA	134
9.1 REQUERIMIENTOS INICIALES.....	134
9.2 ESTRUCTURA DE LA HOJA DE CÁLCULO	135
9.2.1 Hoja Inputs.....	135
9.2.2 Hoja año N	137
9.2.3 Hoja Simulación P&L 2020-2044.....	143
10. RESULTADOS	147
10.1 PRODUCCIÓN Y AUTOCONSUMO.....	147
10.2 VALOR RESIDUAL CON DESCUENTO DEL 12,6% SOBRE EL PFC.....	148
10.3 ESTRATEGIA PARA CUMPLIR EL OBJETIVO DEL TIR 6% ANUAL A LOS 21 AÑOS	150
10.4 EVOLUCIÓN DEL TIR QUE OBTIENE EL INVERSOR	152
10.5 INGRESOS OBTENIDOS POR PARTE DEL INVERSOR.....	153
10.6 EVOLUCIÓN FLUJO DE CAJA	154

10.7 EMISIONES DE CO ₂	155
10.8 AHORRO ANUAL (SIMULACIÓN DATOS AÑO 2018)	157
10.9 AHORRO TOTAL APROXIMADO PARA LA VIDA UTIL DEL PROYECTO (25 AÑOS)	157
11. CONCLUSIONES	157
12. MEJORAS	158
13. BIBLIOGRAFÍA	159
14. ANEXO	163
14.1 ÍNDICE DE TABLAS	163
14.2 INDICE DE IMÁGENES	164
14.3 INDICE DE FÓRMULAS	169

ACRÓNIMOS

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
RE	Régimen Especial
RO	Régimen Ordinario
REE	Red Eléctrica de España
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
MINETUR	Ministerio de comercio, turismo e industria
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de la Energía (Español)
OMIP	Operador del Mercado Ibérico de la Energía (Portugués)
OM	Operador del Mercado
OS	Operador del Sistema
PBF	Programa base de funcionamiento
BOE	Boletín Oficial del Estado
PFM	Precio Final de Mercado
PFC	Precio Final de Compra
Kest	Coefficiente de estimación de pérdidas
TP	Término de Potencia
TE	Término de Energía
IM	Impuesto Municipal
IE	Impuesto Eléctrico
Perd. 6.1	Pérdidas enunciadas en el BOE para las fábricas 6.1
ROS	Retribución al Operador del Sistema
ROpM	Retribución al Operador del Mercado
Erh	Energía Vertida a la Red
Ea	Energía autoconsumida
SLV	Solvay

APPA	Asociación de empresas de energía renovables
FV	Fotovoltaico
IPC	Índice de Precio al Consumidor
TIE	Tasa de Inflación Energética
ICIO	Impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras
IAE	Impuesto sobre actividades económicas
TRE	Tasa de Retorno Energético

1. INTRODUCCIÓN

Este proyecto nace a partir de la necesidad de reducir el coste de la energía eléctrica que una fábrica de Solvay de producción de minerales compra a la red. El trabajo consiste en la realización de un estudio económico de una planta fotovoltaica de 1MW de potencia instalada, ésta estará destinada para realizar autoconsumo de la energía eléctrica que genere. Se partirá de la situación actual de la industria y las estimaciones en las que ésta trabajará una vez se instale el sistema fotovoltaico. En el proyecto que se presenta, se contará con una empresa proveedora, que será la encargada del montaje e instalación (con sus correspondientes costes) del sistema fotovoltaico; la fábrica comprará a esta empresa proveedora la energía eléctrica a un precio inferior al que actualmente se obtiene de la red eléctrica.

El proyecto entra dentro de una línea de desarrollo de modelos de negocio iniciada por el Grupo Solvay para el sector fotovoltaico en la modalidad de autoconsumo. Es un modelo de negocio propio que servirá como base para futuros proyectos de energía fotovoltaica.

El objetivo del estudio económico de la planta es determinar cómo se pueden conseguir tanto la mayor competitividad posible, como la mayor rapidez de recuperación del capital invertido por parte de la empresa inversora correspondiente.

Este proyecto se va a realizar en la fábrica Solvay Escúzar en Granada y por ende, todos los datos y estudios están particularizados para esta zona.

Otro de los motivos por los que será beneficiosa la implantación de este proyecto es por la necesidad mundial de reducir la emisión de gases de efecto invernadero; la producción fotovoltaica ayudará a combatir, o al menos mitigar en parte, el problema del cambio climático.

Los pasos que se han seguido en el proyecto han sido los siguientes. En primer lugar se ha estudiado la situación actual de la demanda eléctrica de la fábrica para, a continuación, analizar la situación que resultaría al integrarse el proyecto fotovoltaico.

En último lugar y de forma teórica, se han establecido los primeros pasos para realizar un estudio que la fábrica tiene pensado acometer a medio plazo en una segunda fase posterior, y es realizar almacenamiento de la energía eléctrica producida por la planta.

NOTA: Los datos, costes y resultados referentes al grupo SOLVAY no son los datos reales por motivos de confidencialidad. Se han utilizado datos que reflejan con exactitud el proyecto presente.

1.1 CONTAMINACIÓN Y CALIDAD DEL AIRE

La contaminación en el aire aumenta de forma exponencial a nivel mundial debido en gran medida a la utilización de recursos fósiles y su utilización como emisores de CO₂. En consecuencia de esta contaminación del aire, se produce el empeoramiento de la calidad del aire, un hecho que ya es palpable en ciertas ciudades de grandes densidades de población como Pekín o Tokio. Como se ve en la ilustración 1 en los últimos 60 años (1960-2016) el número de partes por millón de CO₂ en la atmósfera ha pasado desde los 315 hasta los 403. Los valores que se tienen en el 2016 son niveles que se tenían en la prehistoria en periodos donde la temperatura global de la tierra era de varios grados (2-3°C) más que en la actualidad. Según declaraciones de Michael Mann, especialista en temas del cambio climático, la tierra necesita de varios millones de años para ser capaz de absorber la cantidad de CO₂ que existe en la atmósfera.

El efecto de esta alta concentración de contaminación del aire es inmediato y se muestra en grandes núcleos urbanos en los cuales aparece con frecuencia una burbuja de humo rodeando la ciudad, y la gente utiliza máscaras protectoras. (“6 gráficos que explican cómo las concentraciones de CO₂ están alcanzando un punto de no retorno,” n.d.)

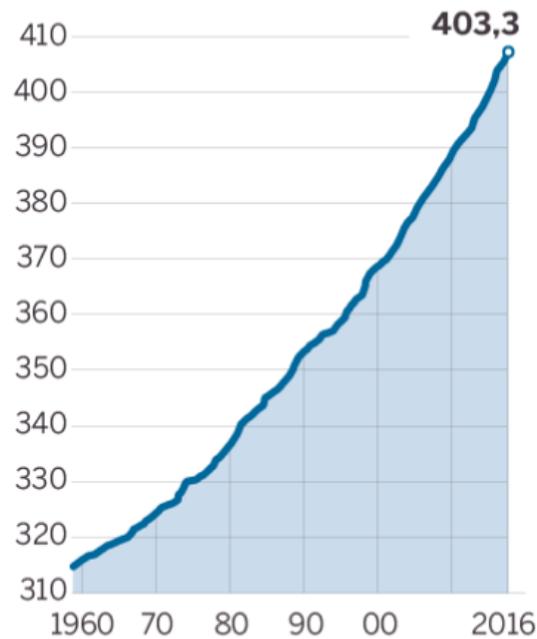


Ilustración 1: Evolución de la concentración de CO₂ en la atmósfera (en partes por millón).

Fuente: <https://elpais.com/>

Las emisiones de CO₂ a la atmósfera que se emiten o ahorran en cualquier proyecto de generación eléctrica se pueden comparar con lo que se emite en el mix de generación de electricidad que se tiene en la península ibérica. En el mix eléctrico español se tienen en cuenta las emisiones a la atmósfera de CO₂ que proceden del conjunto de centrales de generación en España y para ello se tienen en cuenta tanto las centrales que operan con combustibles fósiles como aquellas que operan con energías renovables. Según la fuente (“Inici. Canvi climàtic,” n.d.) en el año 2018 el mix eléctrico español se sitúa en 321 gCO₂/kWh producido. Es decir, por cada kWh generado en la península ibérica se emiten a la atmósfera 321 gramos de CO₂. Las centrales de carbón son de las más contaminantes emiten, mientras que las centrales fotovoltaicas tienen emisiones aproximadamente de 0 gCO₂/kWh.

Estos valores se van a comparar con lo que emiten elementos conocidos y habitualmente usados por el hombre para sus necesidades, como por ejemplo un vehículo o un avión.

Según datos obtenidos del IDAE, los factores de emisión tanto de los coches de gasolina como de los de gasóleo son los siguientes:

- Gasolina: 2,196 kg CO₂/l
- Gasóleo: 2,471 kg CO₂/l

Si se tiene en cuenta que un coche promedio realiza 20.000 km a lo largo del año y el consumo promedio de un coche de gasolina es de 6,2 l/100km y el de un coche diésel de 4,8 l/100km, se obtiene que la emisión anual por automóvil de toneladas de CO₂ a la atmósfera está entre 2 y 3 toneladas de CO₂:

$$\begin{aligned} \text{Emisión CO}_2 \text{ coche gasolina} &= \frac{20.000\text{km}}{\text{año}} \times 6,2 \frac{\text{l}}{100\text{km}} \times \frac{2,196\text{kgCO}_2}{\text{l}} \\ &= 2,7 \text{ t CO}_2/\text{año} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Emisión CO}_2 \text{ coche gasoleo} &= \frac{20.000\text{km}}{\text{año}} \times 4,8 \frac{\text{l}}{100\text{km}} \times \frac{2,471\text{kgCO}_2}{\text{l}} \\ &= 2,4 \text{ t CO}_2/\text{año} \end{aligned}$$

Las emisiones de CO₂ derivadas del uso de un automóvil por una persona son importantes, pero no menos importantes lo son la emisión de CO₂ a causa de la respiración ,sobre 360 kgCO₂/persona/año según (“El Periódico - Noticias y última hora para gente comprometida,” n.d.), o la emisión de CO₂ que surge del hecho de la alimentación , alrededor de 2 toneladas de CO₂/persona/año según(“EL MUNDO - Diario online líder de información en español,” n.d.). Todos estos datos son importantes para realizar el balance anual de emisiones asociadas a una persona.

Sin embargo, hay otras actividades con gran impacto ambiental, como por ejemplo la utilización del avión como medio de transporte. Cuando se realiza un viaje en avión ECOEMBES estima que se emiten a la atmósfera unos 285 kg de CO₂ por persona y 1000 km recorridos,(“Ecoembes,” n.d.). Esto significa que, por un viaje de ida y vuelta Madrid-Londres se emite aproximadamente una tonelada de CO₂ a la atmósfera; esto representa prácticamente el 20% de lo que se estima que emite una persona de media en España a lo largo del año.

1.2 PROBLEMÁTICA DEL CAMBIO CLIMÁTICO

La temperatura del planeta ha ido variando a lo largo de la historia en base a la gran variabilidad de diversos factores de los que depende. Estos factores no se mantienen de

forma estática, ya que se modifican, entre otros motivos, por la acción del ser humano. Este es un tema que a día de hoy preocupa en la sociedad en mayor o menor medida.

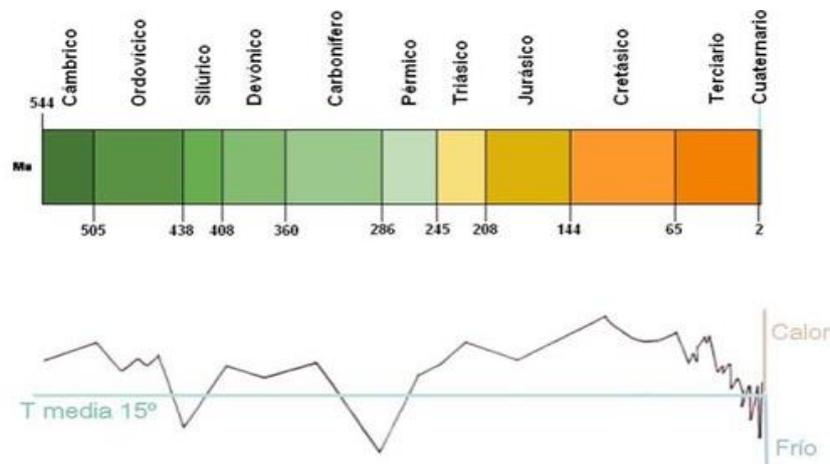


Ilustración 2. Evolución de la temperatura media a lo largo de la historia de la Tierra. Fuente: <http://www.ccpems.exactas.uba.ar/cms/>

El cambio climático se refiere principalmente a la variación de la temperatura del planeta. Este hecho se produce como consecuencia tanto de factores naturales como de acciones humanas. Es en este último aspecto dónde se necesitan tomar medidas para evitar que se produzcan consecuencias irreversibles en el planeta. Los efectos más inmediatos del cambio climático son: mayores precipitaciones, climas más extremos, y aumento de la temperatura media del planeta. Otros, como la destrucción de la capa de ozono, son consecuencias que a corto plazo no se notan de la misma manera, pero que acarrearán repercusiones nefastas si no se actúa de manera urgente.

Cabe hablar, dentro del cambio climático, del efecto invernadero. El efecto invernadero consiste en que ciertos gases, como son el dióxido de carbono, el óxido de nitroso o el metano, permiten que los rayos del solar, de longitud de onda corta, los atraviesen y lleguen a la tierra. Por otra parte, estos no gases no permiten que el calor irradiado por la tierra, de longitud de onda más larga, los atraviese y por ello se queden retenidos en la capa atmosférica. Esto produce un aumento de la temperatura atmosférica.

Pero la presencia de cierta cantidad de dichos gases se hace necesaria, pues sin ellos el clima sería demasiado frío y no sería posible la vida en la tierra. El problema que se tiene es que el aumento de su cantidad trae asociada la retención de mayor cantidad de energía

solar en la tierra, y como consecuencia el aumento de la temperatura del planeta. Se puede hablar del cambio climático ya no sólo en cuanto a consecuencias climáticas se refiere, sino también en cuanto a consecuencias sociales y económicas. Esto es porque el cambio climático acarrea consigo aumento de parásitos y enfermedades, falta de agua potable, aumento del precio de ciertos bienes y por tanto dificultad para su consecución. Y serán los países menos desarrollados los que lo sufrirán en mayor medida que el resto. (“¿Qué es el cambio climático y cómo nos afecta?,” n.d.)

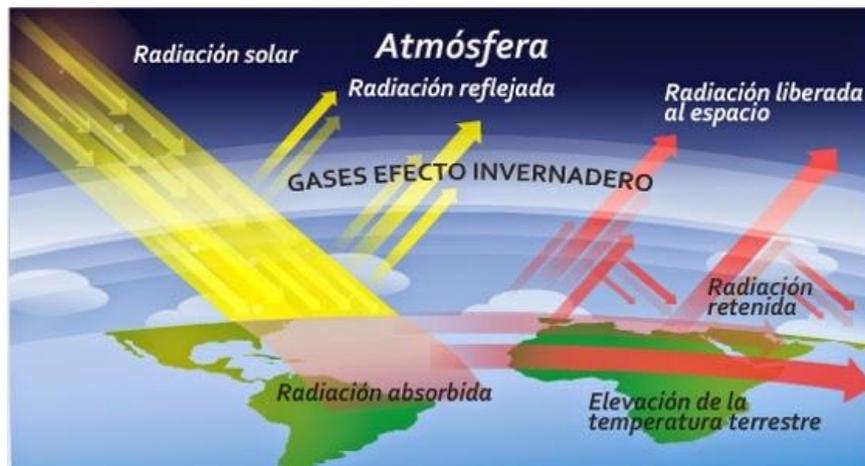


Ilustración 3. Efecto de los gases de efecto invernadero. Fuente: <http://www.habanaradio.cu>

1.2.1 Distribución de las emisiones de gases de efecto invernadero

Las emisiones que se dieron en España en 2017 se pueden distribuir tanto por los diferentes gases que contribuyen al cambio climático, como por los sectores que los emiten. En la ilustración 4 se puede observar como el CO₂ es, con más del 80%, el principal gas emitido a la atmósfera; es por ello por lo que coloquialmente se habla del CO₂ como el gas del cambio climático. Por otro lado, en la ilustración 5 se muestran los diferentes sectores en los que se agrupan las emisiones de CO₂ a la atmósfera; los datos ofrecidos se corresponden con las emisiones de España en el año 2017, cuyo valor bruto fue de 340.231 según la fuente (Estado De Medio Ambiente Direccion General De Biodiversidad Y Calidad Ambiental, 1990).

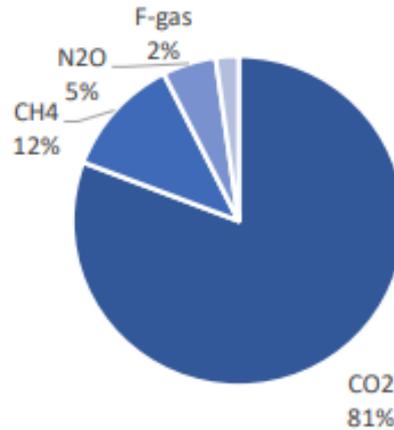


Ilustración 4: Porcentaje de los gases que intervienen en el cambio climático. Fuente: <https://www.miteco.gob.es>

En general cuando se habla de energías renovables y de la transición energética, se está haciendo referencia solamente al 39% de las emisiones (industria y generación eléctrica). Es por ello por lo que hay que considerar que, para conseguir reducir las emisiones totales, las acciones encaminadas a disminuir el restante 61% son tan importante como las que se dirigen en la reducción de emisiones por la generación de energía; de este modo se pueden abordar otro tipo de estrategias, pero que quedan fuera del alcance de este proyecto.

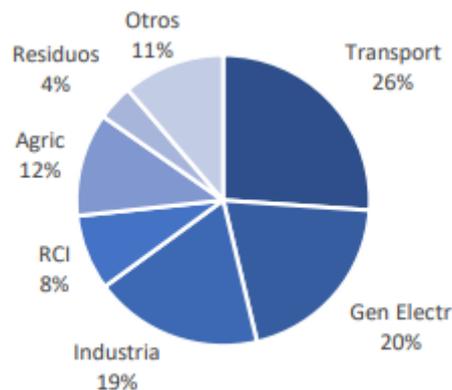


Ilustración 5: Distribución por sectores de la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera en el año 2017. Fuente: <https://www.miteco.gob.es>

1.2.2 Consecuencias del cambio climático

El cambio climático es un problema que afecta a todo el mundo sin importar la situación geográfica. Los principales impactos a nivel global serán tales como: la subida del

nivel del mar, el aumento de los climas tropicales (climas extremos) y el deshielo de los polos, y por tanto podrá causar la extinción de las especies que se vean afectadas por dichos cambios, ya que existiría una clara afección a los ecosistemas, y muchas especies no dispondrán del tiempo suficiente para adaptarse a los cambios.

Además de lo anterior, la salud de millones de personas podría ser vulnerable a enfermedades (como la malaria, u otras trasmitidas por el agua), o la desnutrición.

España es un país, que, debido a su situación geográfica y características socioeconómicas, sería muy propenso a verse afectado por el cambio climático.

Puesto que la eliminación del total de emisiones de gases de efecto invernadero resulta imposible, se debe tratar de reducirlas en la medida que sea posible. En el caso de este proyecto, la manera de reducción de emisiones es a través de la implantación de las placas fotovoltaicas, con la cual existirá una reducción de emisiones de CO₂ en la cantidad que se expone en el apartado 1.1.

1.3 MEDIDAS FRENTE AL CAMBIO CLIMÁTICO

Como se ha visto en el apartado anterior, el problema de cambio climático es a escala global y afecta a todos los seres vivientes del planeta. La búsqueda de medidas que consigan eliminarlo o, por lo menos a atenuarlo, es esencial. En el sector industrial, se aboga por la sustitución en el suministro energético de energías fósiles por energías renovables y menos contaminantes

1.3.1 Uso de energías renovables

Debido a las ventajas medioambientales, las energías renovables están llamadas a ser en un futuro muy cercano el sustento de suministro energético de toda la industria.

Las principales fuentes de energías renovables son:

- Biocarburantes
- Biomasa
- Eólica
- Geotérmica
- Marina





- Hidráulica
- Solar Fotovoltaica
- Solar Térmica
- Solar Termoeléctrica

*Ilustración 6: Fuentes de energía renovables
(fuente: <http://icasasecologicas.com>)*

Por otro lado, las energías renovables van a suponer un ahorro económico debido a la posibilidad de realizar autoconsumo de energía. La inversión necesaria para este tipo de energías es cada vez menor y se está alcanzando unos niveles económicos muy competitivos, con unos retornos del dinero invertido rápidos en el tiempo. Esto hace que no se dependa tanto de subvenciones del estado y se puedan afrontar proyectos de implantación de energías renovables de potencias instaladas reducidas.

1.4 OBJETIVOS ENERGÉTICOS 2020 Y 2030

Una de las fases más importantes, una vez se tiene claro en el problema existente e importante como es el cambio climático y el aumento de la temperatura media del planeta, es intentar crear tratados y acuerdos a los que se adhieran la mayor cantidad de países del mundo, para que se comprometan a cumplir unos objetivos y ayudar en la medida de lo posible a reducir el problema del cambio climático. En la historia moderna se tienen dos cumbres y acuerdos importantes en los que se exponen objetivos energéticos. El primero de ellos es el Protocolo de Kioto de 1997 y el segundo es la cumbre que tuvo lugar en París en el año 2015.

El protocolo de Kioto es un acuerdo internacional cuyo objetivo fue reducir la intensidad de emisión de gases de efecto invernadero, principalmente como el dióxido de carbono (CO_2), el gas metano (CH_4), el óxido nitroso (N_2O) y el ozono (O_3)

Este protocolo se elaboró el 11 de Diciembre de 1997 en Kioto (Japón) de mano de Naciones Unidas y fue firmado por 97 países, aunque su entrada en vigor no se llevó a cabo hasta 2005. En 2009 ya se habían acogido al protocolo 187 países. Desgraciadamente Estados Unidos, siendo uno de los países que más contribuyen al efecto invernadero, no se ha acogido a dicho protocolo.

Se estableció un segundo periodo de Protocolo desde el 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2013. En esta segunda parte se observó cierta reticencia por parte de

países altamente industrializados como Rusia, Estados Unidos o Canadá, países que no respaldaron esta segunda prórroga.

Con este protocolo se ha conseguido 3 objetivos principales:

1. Que los gobiernos implanten medidas en forma de leyes y políticas medioambientales eficientes.
2. Que las empresas tengan presente en su actividad el compromiso con el medio ambiente.
3. Apoyar la creación del mercado de carbono para reducir las emisiones al menos costo.

Dentro de los objetivos energéticos para 2020 se pueden distinguir aquellos planteados por la Unión Europea y aquellos planteados por España. El objetivo final de ambos es la eficiencia económica y ambiental del planeta.

Sin embargo, como consecuencia de la insuficiente eficacia que se planteó en el protocolo de Kioto y como impulso hacia un mayor avance en la mitigación del cambio climático, se organizó en 2015 una cumbre en París con el objetivo de firmar nuevos acuerdos y metas para alcanzar en el futuro. Este acuerdo se celebró el 12 de Diciembre de 2015 para entrar en vigor el 12 de Abril del 2016 y pasó de los 97 países que firmaron el Protocolo de Kioto en 1997 a 195 países que son los que han firmado el protocolo de París. (“Kyoto Protocol: Status of Ratification,” 2009).

1.4.1 Unión Europea

La Unión Europea ha implantado una estrategia muy clara en favor de las tecnologías renovables y para ello ha establecido unos objetivos climáticos para 2030 los cuales se expanden hacia todos los países dentro del marco europeo.

El paquete de medidas establecidas trata a nivel legislativo de contenidos para garantizar el cumplimiento de la estrategia planteada contra el cambio climático. Se han fijado estrategias para varios horizontes temporales; a continuación se exponen los objetivos principales para 2030:

- Reducción del 40 % de emisiones de efecto invernadero (El dato de referencia es el del año 1990).

- 32 % de energías renovables en cada país de la Unión Europea.
- 32,5% en mejora de la eficiencia energética.
- 15% interconexión eléctrica de los Estados miembros.

Estas metas son los objetivos a los cuales deben llegar los países para conseguir un crecimiento sostenible e integrador para 2030. Los objetivos se alcanzarán en diferentes ámbitos:

- Implantar un RCDE (Régimen de Comercio de Derechos de Emisión) para disminuir las emisiones de la industria, generación de electricidad y del sector de la aviación.
- Objetivos específicos para cada país. Dichas metas dependerán de las posibilidades y situación de cada país. En función de las características particulares de cada país se afrontará de un modo diferente el uso de energías renovables y la reducción de emisiones.
- Innovación. Surge como consecuencia del desarrollo de nuevas tecnologías bajas en carbono.
- Medidas que aumenten la eficiencia energética.

(“Participación pública,” n.d.)

1.4.2 España

España se ha sumado abiertamente a limitar y reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero comprometiéndose tanto con las Naciones Unidas como con la Unión Europea.

Las medidas nacionales que se han tomado en la cumbre de Paris dependen de la capacidad específica de cada nación. A continuación, se muestran los objetivos nacionales de España para el horizonte temporal del año 2030.

- 21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,6% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

1.5 CAMBIO EN LA LEY PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El día 5 de Octubre de 2018 se sacó a la luz un Real Decreto-Ley (R.D.L. 15/2018) en el cual se exponen varios temas como son el bono social, la pobreza energética, impuesto de generación, prórrogas para la conexión de instalaciones de generación, obligaciones de las comercializadoras, etc. Respecto a lo que este trabajo atañe, son las modificaciones hechas para el tema del autoconsumo. El R.D.L. completo se puede encontrar en la fuente (“boe - Buscar con Google,” n.d.)

1.5.1 Eliminación del impuesto al Sol

La eliminación del impuesto al Sol es la medida tomada por el gobierno en el R.D.L. 15/2018 que más repercusión social ha tenido en cuanto a la energía fotovoltaica se refiere. Esta medida, que se exponen a continuación, es la que ha impulsado que las empresas se lancen a estudiar proyectos del tipo fotovoltaico con carácter de autoconsumo.

De este BOE se puede citar un extracto que dice *“La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes”* y exclusivamente se va a realizar cobro a aquellas instalaciones con excedentes de producción que tengan que hacer uso de la red eléctrica para evacuar dicha energía. El cobro se hace como concepto del uso de la red de distribución y el pago se le realizará a la empresa distribuidora de energía.

Es decir, con la elaboración de este R.D.L se eliminan los peajes y cargos que se aplicaban anteriormente a las formas de autoconsumo a través de paneles fotovoltaicos. Esta suspensión de cargos y peajes afecta al término fijo de la energía y por ende, el precio que se pega por el autoconsumo (suma de un precio variable y un precio fijo) es más competitivo que antes de este decreto ley.

Por otro lado, también se han elaborado dentro de dicho Real Decreto Ley medidas para la agilización en cuanto a temas burocráticos con el objetivo de que la adopción de sistemas de autoconsumo a través de energías renovables sea más fácil y rápida y se ha favorecido la posibilidad de realizar un autoconsumo compartido. Este autoconsumo de forma compartida es otra manera de impulsar un ahorro en términos económicos y en términos de ayuda al cambio climático con la reducción de los gases de efecto

invernadero. (“Las 10 claves del nuevo real decreto-ley 15/2018 que relanzará el autoconsumo - Solartradex,” n.d.)

1.6 NORMAS Y REFERENCIAS

En este apartado se enumera la legislación energética existente en los ámbitos europeo y nacional. La legislación nacional se ha organizado según las normas y referencias que se mencionan a continuación:

Legislación de ámbito europeo

- Directiva 2001/77/ce del parlamento europeo y del consejo, 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de electricidad (doce nº I 283, de 27 de septiembre de 2001).

Normativa sobre producción energética

- Real Decreto 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.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, que establece los principios de un modelo de funcionamiento basado en la libre competencia, impulsando a su vez el desarrollo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE NÚMERO 285, DE 28 DE NOVIEMBRE DE 1997).
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (BOE número 310, de 27 de diciembre de 2000).

Normativa sobre energía solar fotovoltaica

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica para instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración (BOE de 30 de diciembre de 1998).

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica para instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración (BOE de 30 de diciembre de 1998).
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Resolución de 31 de mayo de 2001, de la dirección general de política energética y minas en la que se establece el modelo de contrato y factura, así como el esquema unifilar, para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión (BOE número 148, de 21 de junio de 2001).
- Real decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida (BOE número 210, de 2 de septiembre de 2002).
- Real decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden 1045/2014 de 16/06/2014, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

- Instrucción de 21/01/2004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.
- Resolución de 23/02/2005, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se establecen normas complementarias para la conexión de determinadas instalaciones generadoras de energía eléctrica en régimen especial y agrupaciones de las mismas a las redes de distribución en baja tensión.
- Instrucción de 12/05/2006, complementaria de la Instrucción de 21 de enero de 2004 sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.
- Orden de 26/03/2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas.

Normativa sobre instalaciones eléctricas

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, e instrucciones técnicas complementarias (ITC BT 01 a BT 51 (BOE número 224, de 18 de septiembre de 2002).
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 3275/1982 de 12 de Noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, así como las Órdenes de 6 de julio de 1984, de 18 de octubre de 1984 y de 27 de noviembre de 1987, por las que se aprueban y actualizan las Instrucciones Técnicas Complementarias sobre dicho reglamento.
- Orden de 10 de Marzo de 2000, modificando ITC MIE RAT en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Método de Cálculo y Proyecto de instalaciones de puesta a tierra para Centros de Transformación conectados a redes de tercera categoría, UNESA.
- Normas UNE y Recomendaciones UNESA que sean de aplicación, así como aquellas que se relacionan en las instrucciones técnicas complementarias del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

Otras normativas

- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril (BOE nº 97/23-04-97), por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red establecidas por el IDAE en su apartado destinado a Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica.
- Normativa Autonómica, Provincial y Municipal para este tipo de instalaciones.
- Normas particulares de la Compañía Distribuidora.

2. OBJETIVOS Y ALCANCE

El objetivo principal de este Proyecto es el estudio de un modelo económico para la implantación de una planta fotovoltaica de 1 MW de potencia instalada. Para ello, se realizará el estudio del balance económico antes y después de la instalación de dicha planta; serán los resultados los que permitan negociar el convenio económico con unas condiciones competitivas con la empresa inversora de la planta fotovoltaica.

Para realizar este estudio será necesario conocer con detenimiento dos aspectos fundamentales: cómo funciona una planta fotovoltaica y cómo se obtiene el precio de la energía eléctrica. La disminución de los costes energéticos al reducir la compra de energía eléctrica a la red es el objetivo final del estudio, ya que es una de las principales fuentes de gasto económico de la fábrica. Con ello, se pretende conseguir obtener la energía a un precio menor que el que se obtendría si lo se adquiriese directamente de la red, y con ello estudiar el balance de beneficios que se obtienen en un horizonte temporal concreto; esto permitirá poder visualizar distintos escenarios de recuperación de la inversión y exponer el proyecto de la manera más competitiva posible a los diferentes agentes implicados e inversores.

Por otro lado, lo que se persigue con este proyecto es la transición energética hacia el mundo de las energías renovables, ya que es un proceso al que necesariamente todas las empresas se tendrán que acabar uniendo. Este último punto es un efecto colateral que surge a partir del objetivo principal, pero no por ello se deja de lado en este proyecto, ya que existirá un apartado dedicado a la relación de este trabajo con la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero que se producirán.

3. ENERGÍA FOTOVOLTAICA

En este apartado se va a tratar en profundidad en qué consiste la energía fotovoltaica (FV). Se comienza describiendo los elementos se transforma la radiación solar en energía eléctrica, para seguir con los tipos de elementos de los que se compone un sistema FV para la obtención de energía eléctrica; por último se finaliza comentando la evolución de la energía fotovoltaica en España y las perspectivas de futuro en los escenarios que se han planteado por parte de las instituciones.

3.1 DESCRIPCIÓN

Un proyecto fotovoltaico tiene por objetivo el aprovechamiento de la energía de los rayos solares para, mediante un circuito, convertir dicha energía solar en energía eléctrica para el uso de consumidores. El motivo principal hacia el lanzamiento de un proyecto para el autoconsumo es el que se explica en el apartado 1.1.5 con la eliminación del impuesto al Sol y las facilidades tanto económicas como administrativas que eso conlleva. Con la producción de energía eléctrica a través de las placas solares se consigue disminuir la energía eléctrica que se adquiere de la red y por tanto abaratar el coste que se paga por dicha energía eléctrica.

Por otro lado, el estudio de una planta de placas fotovoltaicas conlleva el estudio geográfico de la zona y la radiación que se va a tener en el área donde se coloquen los módulos con la orientación que estos vayan a tener. Todos estos factores se deben estudiar de forma previa a la colocación de los módulos, puesto que son variables de las que depende en gran medida el rendimiento de la planta y por ende, el *payback* que va a tener la inversión que se realice.

3.2 ESTRUCTURA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles que se utilizan en el mercado a nivel industrial se componen de los siguientes elementos:

- Cubierta frontal
- Capas encapsuladas
- Marco de apoyo

- Protección posterior
- Caja de conexiones eléctricas
- Células fotovoltaicas

De todos los elementos, son las células fotovoltaicas la parte más importante de los paneles ya que son las que realizan el trabajo de conversión de la energía solar en energía eléctrica y por tanto son las que se estudiarán con más detenimiento, tanto su estructura interna como su comportamiento. Antes de hablar de las células fotovoltaicas se describirá de forma breve el resto de componentes:

Cubierta frontal: Este elemento tiene un papel como protector de los factores ambientales externos o cualquier tipo de contacto con el exterior. Está compuesta por vidrio templado con bajo contenido en hierro, ya que esto le confina una buena transmisión de la radiación solar y buena resistencia ante los impactos. Por el contrario, a pesar de los beneficios que se han expuesto, si no se tiene un cristal protector de calidad, puede presentar una bajada de rendimiento del panel solar.

Capas encapsuladas: Estas capas son las que protegen a las células solares y los contactos de las mismas. Los materiales con los que se fabrican estas capas buscan por un lado la nula degradación frente a las radiaciones solares, y por otro lado que se transmita de manera eficiente la radiación solar. El material que se emplean es etil-vinil-acetileno o EVA.

Marco de apoyo: El marco es el elemento que dota de firmeza y solidez mecánica al resto de los elementos. El material del que normalmente está compuesto es aluminio, aunque para determinar los materiales más adecuados para su construcción se deben estudiar las condiciones climatológicas a las que esté expuesto.

Protección posterior: Este elemento tiene como misión proteger al panel fotovoltaico de los agentes atmosféricos externos, de forma especial es un protector contra la humedad. Normalmente se construye con materiales acrílicos, Tedlar o EVA.

Caja de conexiones eléctricas: Este elemento es el encargado de transmitir y conectar el circuito eléctrico del sistema fotovoltaico, a través de ella se trasmite la corriente eléctrica creada en las células fotovoltaicas hasta la parte dónde se situarán el resto de elementos así como la carga. Algunos módulos fotovoltaicos tienen una toma de tierra, que se deberá utilizar cuando se trate de instalaciones con potencia elevada.

Células fotovoltaicas: Las células fotovoltaicas son los elementos más importantes del panel fotovoltaico ya que es en ellas donde a partir de los rayos solares se va a generar la energía eléctrica. Está compuesto por elementos semiconductores capaces de transmitir la electricidad por el circuito externo. Se debe examinar y controlar a fondo el funcionamiento y rendimiento de estos elementos puesto que la eficiencia del sistema depende en gran medida de la fracción de energía solar capaz de convertir en energía eléctrica. Por otro lado, se debe tener en cuenta que van a estar expuestas a condiciones climatológicas variables durante largos periodos de tiempo. (“Estructura de un panel fotovoltaico,” n.d.)

En la ilustración nº 7 se observa la estructura de una célula fotovoltaica. Por un lado se tienen dos zonas diferentes unidas a través de una interfase. Estas dos zonas son las denominadas zona p y zona n, y son zonas compuestas por materiales semiconductores. Las características que tienen estas zonas semiconductoras son la capacidad para donar o adquirir átomos llamados impurezas, en su red cristalina. Las impurezas pueden ser de dos tipos:

- Donadoras si en su última capa tienen un electrón más que los átomos que constituyen la red.
- Aceptoras, si tienen un electrón menos.

Por otro lado están los cables de conexión, que son los encargados de transmitir un flujo de corriente y que no sólo haya un calentamiento de la célula. Uno de los cables ha de ir conectado a la capa p en un borne y el otro cable irá conectado a la capa n en un borne. Los otros extremos de cada cable irán conectados a la carga, la cual cerrará el circuito eléctrico en cuestión. (hacer milagros & Jordi, n.d.)

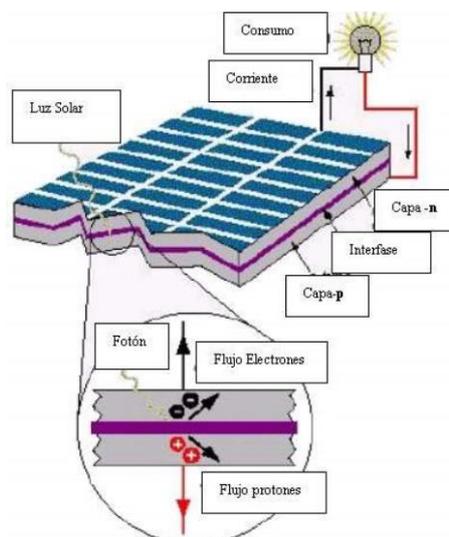


Ilustración 7: Estructura de una célula fotovoltaica. Fuente: http://celdasfotovoltaicas.blogspot.com/2007/06/pgina-principal_6593.html

3.3 FUNCIONAMIENTOS DE LAS PLACAS FOTOVOLTAICAS

Para comprender el funcionamiento de las placas fotovoltaicas no cabe otra manera que comenzar explicando de forma resumida la estructura molecular. Los átomos de cualquier molécula se componen de un núcleo y cierto número de electrones orbitando en la periferia de este, ordenados en niveles o bandas de energía cada cual con una energía diferente. La última banda de energía se denomina banda de valencia y es la que define las propiedades químicas del átomo (puede estar completa total o parcialmente). Cuando se dota al átomo con una energía dada, algunos de los electrones de esta banda de valencia consiguen desligarse de los mismos y adherirse a otro átomo. Cuando dichos electrones se desligan de los átomos para su recombinación dejan unos espacios con carga positiva que denominan huecos. Reciben un nombre especial puesto que se comportan como si fuesen partículas con carga positiva. Si un semiconductor se encuentra electrónicamente neutro significa que tiene los mismos electrones que huecos.

Con la radiación solar, la energía es emitida a través de los fotones provenientes del Sol. Esta energía es absorbida por los electrones y crea en ellos un efecto tal que consigue que se separen de su átomo correspondiente y creen un par electrón-hueco. De la misma manera que se puede desprender un par electrón-hueco (realmente se desprende el electrón) de un átomo se puede recombinar en otro átomo, en el cual el hueco atrapa al

electrón libre. Estos procesos de generación y recombinación de pares de electrón hueco eh son los que ocurren en las células fotovoltaicas.

La corriente eléctrica se genera gracias a la unión de los semiconductores p y n a través de tecnologías especiales. Como se ha comentado, existen semiconductores donadores (zona p) y semiconductores aceptores (zona n). Por tanto, los pares eh son separados de forma que las positivas se van hacia el semiconductor p y las cargas negativas se van hacia el semiconductor n, esto hace que se cree el campo eléctrico desde n hasta p.

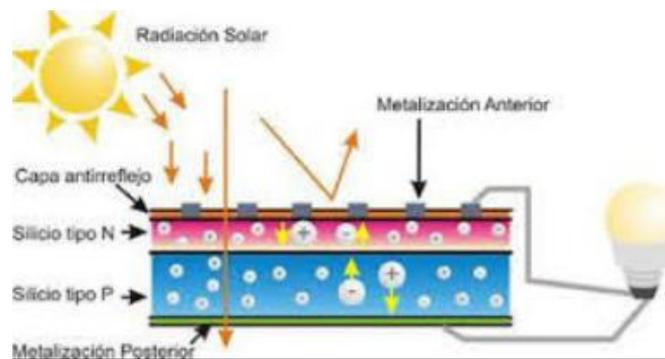


Ilustración 8: Funcionamiento de una célula fotovoltaica (Fuente: <https://academica-e.unavarra.es>)

3.4 TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Todos los paneles que existen en el mercado tienen en mayor o menor proporción una base de Silicio. El silicio tiene la ventaja de ser un componente muy abundante en la corteza terrestre (alrededor del 27%) y por tanto hay abundancia de la materia prima (“Impacto ambiental,” n.d.). El problema del Silicio deriva en la salud puesto que es un elemento contaminante para la salud humana ya que puede provocar problemas respiratorios y también problemas de carácter dermatológicos. Es por ello que no todo son ventajas.(“=: Efectos sobre la salud y el medio ambiente,” n.d.)

Dentro del mercado de la energía fotovoltaica se pueden encontrar principalmente tres tipos diferentes de paneles fotovoltaicos. A continuación se describen estos tipos:

<http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>

Monocristalinos: Las celdas de silicio monocristalino están formadas por bloques de silicio y tienen una forma cilíndrica. Los cuatro lados de los bloques cilíndricos se recortan

para reducir los costes y mejorar el rendimiento; los cilindros se recortan para hacer láminas de silicio. Estas celdas tienen un aspecto uniforme, con formas perfectamente rectangulares y sin esquinas redondeadas. Se muestra una celda de este tipo en la ilustración nº 9.

Este tipo de paneles son los que mayor eficiencia energética poseen (en el año 2019 las marcas ofertan paneles de hasta un 29% de eficiencia. Fuente: www.certificadosenergeticos.com) y los que tienen una vida útil de mayor duración. Por el contrario, son lo más más caros del mercado, aunque debido a las ventajas que ya se han comentado, de forma general son los más utilizados. Una desventaja respecto al impacto medioambiental es la gran cantidad de Silicio que no se utiliza; éste proviene fundamentalmente el sobrante que resulta cuando se recortan los cilindros para formar láminas.



Ilustración 9: Panel solar monocristalino (Fuente: <http://www.energiasrenovablesinfo.com>)

Policristalinos: Se caracterizan por tener un proceso de obtención diferente al de los paneles monocristalinos. El silicio bruto se funde y se vierte en un molde cuadrado. A continuación se enfría y se corta en láminas cuadradas. Este tipo de paneles tiene la ventaja de que son más baratos y sencillos de obtener que los monocristalinos; pero por el contrario el rendimiento es menor que los anteriores (15%. Fuente: SotySolar), ya que el silicio del que están compuesto no es tan puro como en el de los monocristalinos, tienen una menor resistencia al calor y se necesita más espacio para su emplazamiento.



Ilustración 10: Paneles solares policristalinos (Fuente: <http://www.energiasrenovablesinfo.com>)

De capa fina: Estos paneles son un poco diferentes a los mono-policristalinos. Se basan en apilar varias capas de material fotovoltaico sobre una base. Tienen un aspecto muy homogéneo y una eficiencia de entre el 7-13% la cual es ligeramente inferior que los otros tipos de módulos fotovoltaicos. Este déficit de eficiencia energética se compensa con la competitividad económica que presenta. Por otro lado, tienen la ventaja de que su eficiencia no se ve muy afectada por las sombras y las altas temperaturas. Es de todos los tipos el más económico y esto lo convierte en un tipo cada vez más demandado en el uso doméstico.

La principal desventaja que presentan, además de su baja eficiencia, es que son módulos que requieren de grandes espacios para su colocación, por lo que no son adecuados para lugares donde se disponga de un espacio limitado. Otra de las desventajas más importantes es que su deterioro es más rápido que el de los paneles cristalinos y por ello no es conveniente para proyectos donde se requiera fiabilidad durante periodos de tiempo largos. (“Tipos de paneles fotovoltaicos,” n.d.)

El problema de espacio comentado se aprecia en la ilustración nº 11 en la cual se ve la longitud que suelen tener este tipo de módulos como el espacio de cada célula solar.



Ilustración 11: Paneles solares de capa fina (Fuente: <http://www.energiasrenovablesinfo.com>)

Por último, se muestra un gráfico de la evolución de la eficiencia de los paneles fotovoltaicos desde el año 1960 hasta el 2016, pasando del 14% hasta el 29,6% según los laboratorios. Esto significa un avance muy importante puesto que la mayor eficiencia del panel se transforma en una tasa de retorno energética mayor, produciendo a lo largo de su vida útil mayor cantidad de energía de la que se necesita para la construcción del módulo.

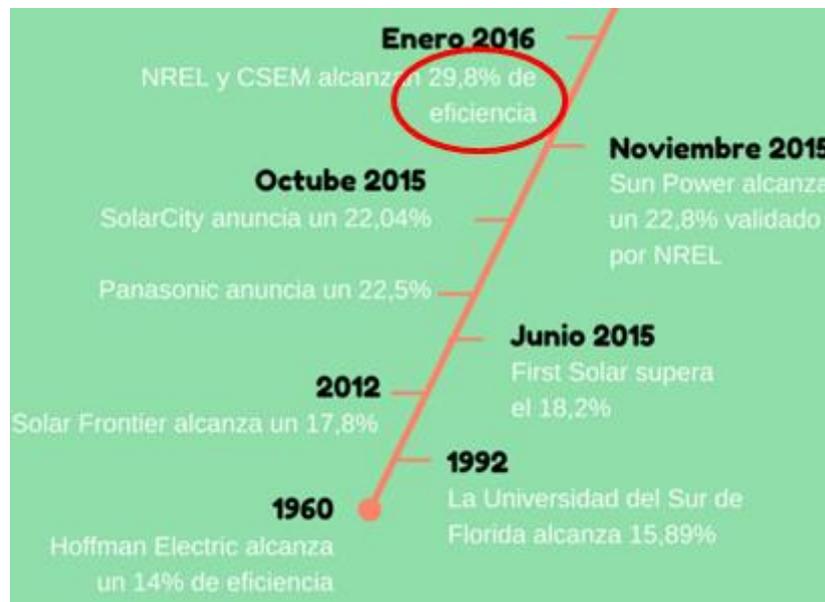


Ilustración 12: Evolución de la eficiencia de los módulos FV. Fuente: <https://ar.linkedin.com/in/gustavo-d-ippolito-13287040>

La tasa de retorno energético representa la cantidad de energía que se va a producir a lo largo de la vida útil de, en este caso, un panel fotovoltaico respecto de la energía que se

utilizó para su construcción. Según (“Los blogs de C de Comunicación,” n.d.) en 2016 la TRE se estima entre 6 meses y 1,4 años en función de la irradiación de la zona donde se implementen los paneles FV. Esta misma fuente estima entre 6 y 8 la producción que se tiene al final de la vida útil en comparación con la energía utilizada en la creación de los paneles para los paneles situados en fachada y entre 10 y 13 para los paneles situados en tejado.(“¿Compensa un panel fotovoltaico la energía necesaria para su fabricación?,” n.d.)

3.5 INVERSOR ELECTRÓNICO DC-AC

Los inversores electrónicos dc-ac realizan una labor fundamental en el correcto funcionamiento de un sistema fotovoltaico; son los encargados de transformar la energía eléctrica de corriente continua, que generan los paneles, en energía eléctrica de corriente alterna, que es de la que se nutren los elementos a nivel de usuario.

Cuando un módulo fotovoltaico recibe energía solar genera energía eléctrica a través de los semiconductores. Esta electricidad viene caracterizada por su corriente continua, que generalmente no se utiliza a nivel industrial, ni a nivel de usuario comercial o doméstico. Tampoco las redes eléctricas funcionan con corriente continua, sino que lo hacen con corriente alterna. Es por todo esto por lo que la función del inversor electrónicos dc-ac es fundamental. Otra de las aplicaciones de los inversores electrónicos dc-ac es optimizar la carga de las baterías y proporcionar protección de los aparatos del sistema fotovoltaico.

Se estima que los inversores electrónicos dc-ac deben ser reemplazados cada 10 años, por lo que se debe tener en cuenta a la hora de analizar costes.

3.6 REGULADOR

Los reguladores surgen a partir de la consideración de que la energía solar es variable a lo largo del día, lo que es un problema para los elementos que componen la planta fotovoltaica puesto que generalmente están diseñados para trabajar dentro de un régimen de demanda prácticamente constante. Los reguladores son unos elementos que irán colocados entre los paneles fotovoltaicos y las baterías de almacenamiento y tienen como objetivo principal controlar el comportamiento al que están expuestas estas últimas.

Las principales funciones que cumplen los reguladores son:

- Limitar la descarga de las baterías, impidiendo que estas tengan un nivel de energía que no esté por debajo de un valor determinado. Si se alcanza este valor se encarga de desconectar al consumidor del circuito.
- Control del proceso de carga de las baterías, impidiendo que se produzcan sobrecargas que causen reducciones de la vida útil de las mismas.

Por otro lado, los reguladores más sofisticados son capaces de determinar la curva de carga de las baterías a través de un microprocesador y generar mayor eficiencia energética; aunque este punto se escapa del alcance de este proyecto y por tanto no se va a implementar más información sobre ello.(hacer milagros & Jordi, n.d.)

3.7 CABLES DE CONEXIÓN

Los cables de conexión serán de cobre y aislados y han de tener la suficiente sección para que la caída de tensión sea despreciable (no mayor del 1%). No se profundiza en datos técnicos puesto que no es el alcance de este proyecto.

3.8 EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Es uno de los factores más importantes a la hora de que los inversores y empresas se decidan a invertir en este tipo de proyectos energéticos; actualmente el precio de este tipo de energía ha disminuido de forma ostensible desde el 2010. Como se observa en la ilustración nº 13, el precio del kilovatio fotovoltaico instalado ha disminuido en más de la tercer parte del precio que se tenía en el año 2010. Estos precios son realmente competitivos y este nivel de competitividad se puede observar en la ilustración nº 14 en la cual se compara el precio de la energía fotovoltaica con el precio de otras fuentes de energía renovable las cuales se encuentran con una madurez mayor.

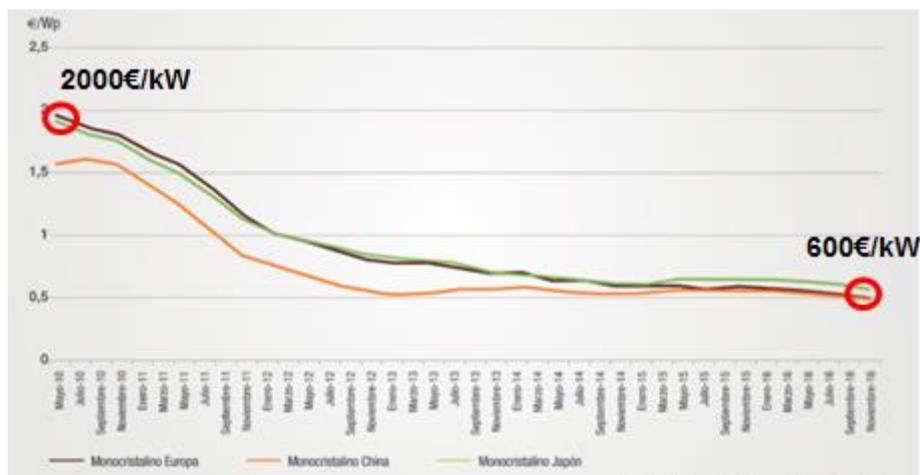


Ilustración 13: Evolución del precio de los módulos fotovoltaicos entre 2010-2016. Fuente: https://www.ies.upm.es/sfs/IES/IES-UPM/Portada/2018_PV_Espa%C3%B1a.pdf

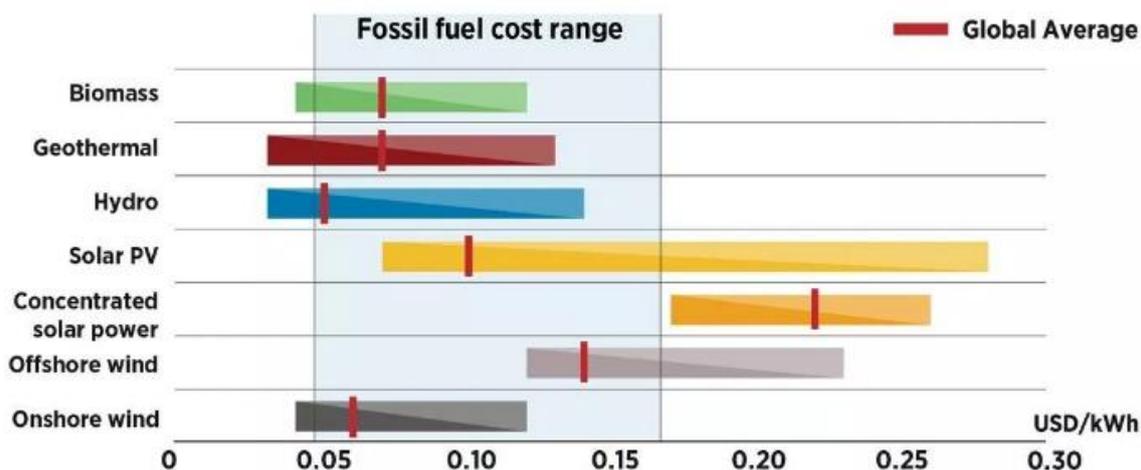


Ilustración 14: Precio de las diferentes energías renovables en 2017. Fuente: <https://bioenergyinternational.es/informe-irena-sobre-costes-de-generacion-electrica-con-fuentes-renovables/>

En la ilustración nº 15 se muestra cómo ha ido evolucionando, desde el 1980 hasta el 2015, el precio de las principales energías del mercado mundial tanto renovables como no renovables. Se puede observar como hacia el año 1980 plantearse invertir en energías renovables dependientes del Sol (tanto térmico como fotovoltaica) parecía una auténtica utopía, puesto que el precio que se pegaba por su energía era del orden de 70 veces lo que costaban otras energías como la nuclear o el carbón, en torno a 45 veces lo que costaba el gas y sobre 20 veces lo que costaba el petróleo.

En el siguiente apartado se va a presentar una evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada en los últimos años y se va a analizar la relación que va a existir entre

la disminución del precio de la energía solar fotovoltaica y el aumento exponencial de la potencia instalada. El causante de todo este cambio en el sector energético es la implementación de políticas medioambientales agresivas en favor del mantenimiento y cuidado del medioambiente. Es lo que se ha denominado como la transición energética en busca de la reducción de gases contaminantes a la atmósfera que provocan como consecuencia final el aumento de la temperatura media del planeta y los efectos negativos que esto conlleva.

Concretamente en España es un tema que concierne de forma especial a cada vez más personas y el gobierno, en consonancia con ello, se centra en establecer políticas de acuerdo a las exigencias que provienen de la Unión Europea. Es gracias a ese tipo de políticas y en especial, a las modificaciones que se han realizado en el Real Decreto Ley que se ha mencionado en el apartado 1.1.5 y entre otras medias la eliminación del impuesto al Sol, lo que establece actualmente un periodo competitivo de inversión en este tipo de proyectos fotovoltaicos tanto para las grandes empresas como para los particulares y pequeñas empresas.

El decremento del precio de instalación de plantas de energía fotovoltaica no solamente produce el efecto de una menor necesidad de inversión inicial, sino también el efecto de una mayor rentabilidad de dicha inversión y el rápido intervalo de tiempo en el que actualmente se estima que un proyecto fotovoltaico se encuentra amortizado. Según la fuente “Deutsche Bank, febrero 2015, “Solar Grid Parity in a Low Oil Price Era” Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis - version 11.0, November 2017 Fraunhofer- ISE, March 2018, Levelized cost of electricity renewable energy technologies Renewable Power Generation Costs in 2017, © IRENA 2018” dice que “El coste medio de la energía producida para grandes fotovoltaicas se estima en el rango de 0,04-0,07 €/kWh. Para plantas instaladas en tejado residencial el rango de precios es de 0,10-0,27 €/kWh. El tiempo de retorno energético para una instalación fotovoltaica en Europa se estima entre 1,5 y 3,5 años.” En función de las características del proyecto, como se verá más adelante, se pueden tener diferentes tiempos de retorno pero siempre se va a hablar de periodos temporales inferiores a los 20 años, algo que parecía inviable en el año 1980.

	1980	1990	2000	2010	2015
Potencia solar	20	10	6	2.2	1.4
Solar fotovoltaica	2.2	0.9	0.4	0.14	0.10
Nuclear	0.03	0.06	0.08	0.11	0.12
Carbón	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09
Petróleo	0.11	0.12	0.14	0.15	0.14
Gas	0.05	0.06	0.06	0.07	0.08

Ilustración 15: Evolución del precio por kWh de las diferentes fuentes de energía. Fuente: <https://blogs.publico.es/ignacio-martil/2016/12/09/la-energia-solar-fotovoltaica-de-la-ficcion-a-la-solucion-en-tres-decadas/>

3.9 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA

Como se ha visto en el apartado 3.8, el precio de instalación de energía fotovoltaica ha disminuido de forma considerable en la última década. Esto ha impulsado ligeramente la creación de proyectos de este tipo de aprovechamiento energético y por ende, la transición energética. Esta transición energética tiene un factor estatal muy importante, ya que depende en gran parte de las medidas que se lleven a cabo para el objetivo de la transición energética. Sin embargo, los años precedentes han tenido un aumento progresivo pero ligero de la potencia eléctrica instalada.

Cuando se pensó en la energía fotovoltaica como energía renovable, se comenzaron a otorgar subvenciones y facilidades para la implementación de este tipo de energías.

En la ilustración nº 16 se muestra cómo ha evolucionado la potencia instalada a nivel mundial desde el 2006 hasta el 2018. Hasta el 2006 y debido a que todavía el precio de la energía fotovoltaica era demasiado elevado, el aumento de la potencia instalada tuvo un crecimiento ligero y por tanto su estudio no era tan interesante. Sin embargo, en la figura se ve como el crecimiento ha sido exponencial en los últimos 10 años llegando a ser del orden de 300 veces superior en el año 2017 respecto del 2006. Por otro lado se puede ver como Europa ha sido el continente que antes ha iniciado la carrera por este tipo de energía, debido en gran parte al nivel de desarrollo económico y tecnológico, la concienciación medioambiental de la población y las políticas energéticas adoptadas. Por otro lado en la leyenda se quiere resaltar el gran aumento de la potencia instalada en China llegando a ser

a partir del 2013 el país con mayor potencia fotovoltaica instalada superando al resto de continentes.

En lo que a Europa se refiere, se encuentra Alemania como el país pionero en este tipo de energía. En 2016 disponía de una potencia cercana a los 40 GW y una producción que supone en torno al 5% del total consumido en el país. (“PVMA figures show 75 GW of solar PV was installed in 2016,” 2017)

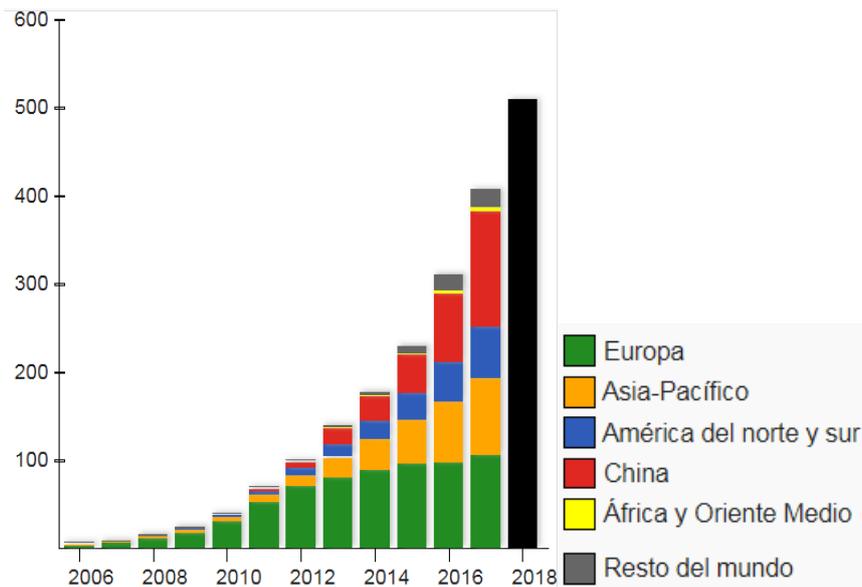


Ilustración 16: Evolución mundial de la potencia instalada de energía fotovoltaica expresada en gigavatios (GW). Fuente: https://es.wikipedia.org/wiki/Crecimiento_de_la_energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica

Se ha hablado de la potencia instalada a nivel mundial y ahora se va a proceder a comparar estos datos con la evolución que se ha tenido en España y con las perspectivas a futuro que se esperan para cumplir los objetivos enumerados y los requisitos enunciados por la Unión Europea. Para comentar el punto en cuestión se han incluido las ilustraciones 17 a 19.

En la ilustración nº17 se observa cómo hubo un aumento puntual muy importante de la potencia instalada en el año 2008, pero por el contrario y siempre debido a las políticas medioambientales que se han ido produciendo, desde el año 2009 hasta el año 2015 hubo un decremento de la potencia fotovoltaica instalada. Es importante observar cómo hasta el

año 2015 las instalaciones fotovoltaicas que se han ido construyendo han sido de carácter exportador, es decir, de venta de la energía producida a la red eléctrica. Sin embargo, a partir de 2015 se observa un cambio radical en el objetivo de la potencia fotovoltaica instalada. A partir de este año, la potencia instalada deja de tener el carácter exportador y pasa a tener un objetivo diferente como es el autoconsumo de la energía fotovoltaica producida, otra vez en base a diferentes motivos económicos y políticos. De los segundos ya se habló en los apartados previos y de los primeros se hablará cuando se analicen los aspectos económicos de la inversión en los diferentes tipos de proyectos.

Solar Fotovoltaica



POTENCIA 2018

- Acumulado: 5.037 MW
- Variación 2018: 22 + 165 MW

COBERTURA 2018

- Demanda eléctrica: 3,0%

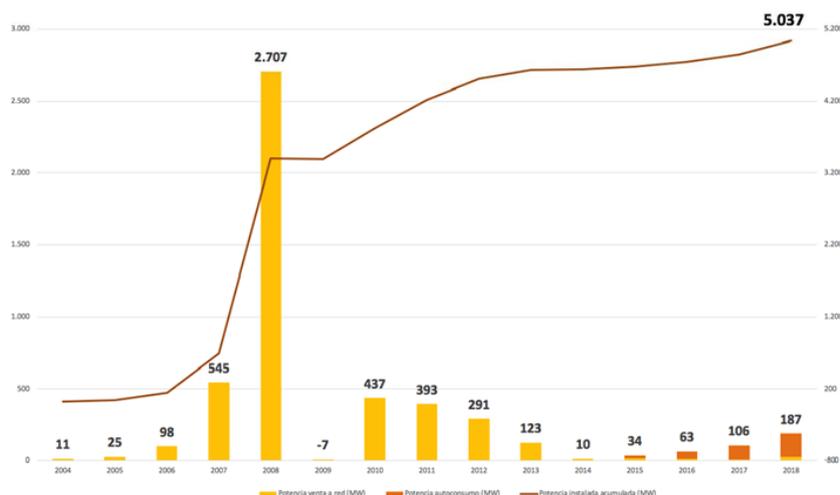


Ilustración 17: Evolución de la energía solar fotovoltaica en España entre 2004-2018. Fuente: “Balance Energético 2018 y perspectivas 2019” José Miguel Villarig datos sacados de REE, CNMC y APPA

En la ilustración nº 18 se muestra la evolución de la energía solar fotovoltaica poniéndola en comparación con el resto de energías renovables que se tienen en España. Cabe decir que en España predomina la energía renovable eólica y junto con la solar es por la que más se está apostando. En la gráfica se aprecia un incremento de potencia instalada anual hasta el 2008, con un decrecimiento hasta los años 2014-2017 donde apenas se instaló ningún tipo de energía renovable. En cambio, a partir de 2018 y con la necesidad de

cumplir con los requisitos de transición energética establecida, se ha relanzado la instalación de energías renovables, siendo la eólica y la fotovoltaica las mayores exponentes de este aumento.

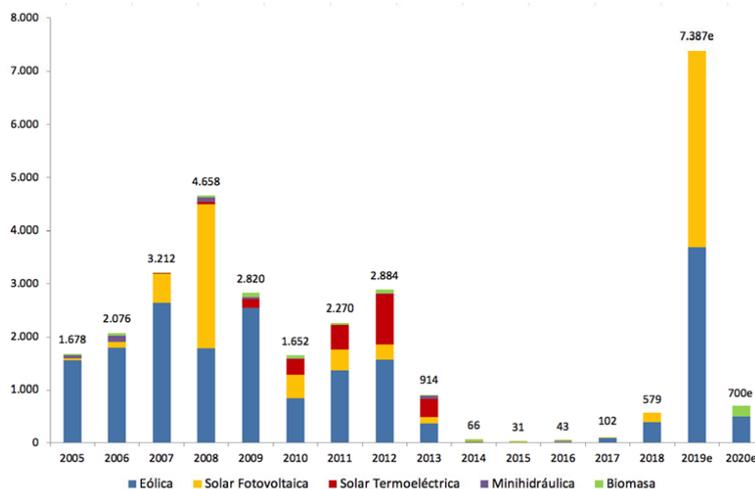


Ilustración 18: Potencia instalada en España de energías renovables entre 2005-2020. Fuente: "Balance Energético 2018 y perspectivas 2019" José Miguel Villarig datos sacados de REE, CNMC y APPA

La perspectiva de futuro se muestra en la ilustración nº 19. En ella se hace un repaso de los datos de la potencia instalada en España de todas las energías en el año 2015 y su progresión en un futuro a corto y medio plazo hasta el año 2030. En el año 2015 las principales fuentes de energía en cuanto a potencia instalada se refieren fueron la energía eólica y las centrales de ciclo combinado. También son de gran magnitud las potencias instaladas de energía hidráulica y de carbón. Sin embargo, lo que se ve en la progresión que se ha estimado para los años 2020, 2025 y 2030 es la siguiente. El carbón está condenado a desaparecer hacia el año 2030. La energía nuclear, debido a su mayor periodo de desmantelamiento y de que realmente a día de hoy es una energía base muy segura, disminuirá su potencia instalada entre 2025 y 2030 en un 60% aproximadamente. La energía hidráulica y el ciclo combinado, a pesar de que en el año 2015 eran dos de las energías con mayor potencia instalada, van a sufrir un estancamiento en la perspectiva hasta 2030, manteniendo prácticamente el mismo valor de la potencia instalada en el año 2015. Por el contrario se puede observar cómo hay cinco tipos de aprovechamiento de la energía que multiplicará su valor de potencia instalada sobre los niveles habidos en el año 2015. Estas energías son la eólica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, bombeo puro y la biomasa.

Las energías enumeradas tienen la característica común de ser energías renovables (El bombeo puro no es exactamente una energía aunque se aproveche el agua, su carácter renovable o no depende de la energía utilizada para mover las bombas). Cabe destacar en referencia a lo que en este trabajo se trata, el brutal aumento de la potencia instalada de energía fotovoltaica que está previsto que se produzca para el año 2030. En 2015 se tenían 4.854 MW instalados, se prevé que para el año 2020 se disponga ya de una potencia fotovoltaica instalada de 8.409 MW lo cual es cerca del doble. Sin embargo, es a partir del 2020 donde las perspectivas se vuelven más ambiciosas que hasta la fecha y por ello se estiman a través de unas políticas agresivas de transición energética que la potencia fotovoltaica instalada alcance en el intervalo 2020-2030 el paso de 8.409 MW a 36.882 MW, lo que supone multiplicar por 4,5 veces el estado en 2020.

Por último, se puede añadir si se mira a la potencia total instalada que las previsiones indican que en el horizonte temporal 2015-2030 se aumentará en un 50% pasando de 105.621 MW a 156.965 MW.

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020	2025	2030
Eólica	22.925	27.968	40.258	50.258
Solar fotovoltaica	4.854	8.409	23.404	36.882
Solar termoelectrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	235	235	235
Geotérmica	0	0	15	30
Energías del mar	0	0	25	50
Biomasa	677	877	1.077	1.677
Carbón	11.311	10.524	4.532	0-1.300
Ciclo combinado	27.531	27.146	27.146	27.146
Cogeneración carbón	44	44	0	0
Cogeneración gas	4.055	4.001	3.373	3.000
Cogeneración productos petrolíferos	585	570	400	230
Fuel/Gas	2.790	2.790	2.441	2.093
Cogeneración renovable	535	491	491	491
Cogeneración con residuos	30	28	28	24
Residuos sólidos urbanos	234	234	234	234
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Total	105.621	113.151	137.117	156.965

En la próxima década **57.143 MW renovables:**

- +22.290 MW eólicos
- +28.473 MW fotovoltaicos
- + 5.000 MW termosolares
- + 3.500 MW bombeo puro
- + 800 MW biomasa
- + 500 MW hidráulica
- + 30 MW geotérmica
- + 50 MW marina
- Sin incremento de biogás, residuos renovables y cogeneración renovable

Desaparece el carbón
Se mantienen las centrales de gas
Desaparecen 4.218 MW nucleares

Ilustración 19: Perspectivas de la energía española hasta 2030. Fuente: "Balance Energético 2018 y perspectivas 2019" José Miguel Villarig datos sacados de REE, CNMC y APPA

3.10 IRRADIACIÓN SOLAR EN EUROPA Y ESPAÑA

Uno de los aspectos a partir de los cuales se ha pensado en realizar el proyecto presente se debe a la situación privilegiada, en cuanto a lo que a irradiación solar se refiere, que se tiene en la localización, en el sur de España, de la fábrica de Escúzar.

En la figura 20 se aprecia un mapa de irradiación solar en Europa y en este se puede observar cómo España y Turquía son los países europeos con mayor potencial solar. Alemania sin embargo es uno de los países pioneros en energía solar fotovoltaica y cuenta con una potencia instalada de 43 GW por los 8,5 GW con los que cuenta España en 2019. Estos datos no son proporcionales al mapa de irradiación Europea pues en España se tiene una irradiación de entre 1400-1900 kWh/m²/año mientras que Alemania tiene unos valores de irradiación de entre 1000-1350 kWh/m²/año, cifras significativamente inferiores a las españolas. (“PVMA figures show 75 GW of solar PV was installed in 2016,” 2017)

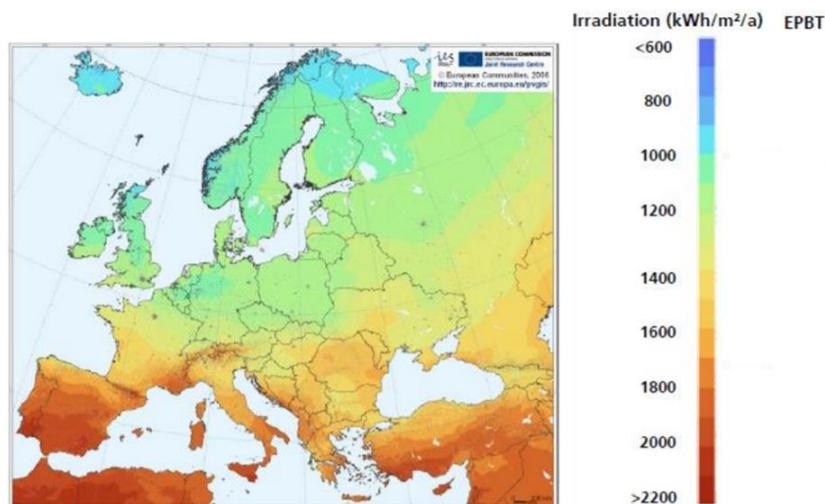


Ilustración 20: Irradiación media en Europa (Fuente: Fuente: Data: M.J. de Wild-Scholten 2013. Image: JRC European Commission. Graph: PSE AG 2015 Photovoltaic Report, Fraunhofer ISE, November 2015)

Por otra parte, cabe estudiar el mapa de irradiación en España puesto que la zona geográfica y la latitud son fundamentales a la hora de elegir el tipo de módulo fotovoltaico que se va a instalar en el proyecto.

En la ilustración nº 21 se muestra la distribución aproximada por zonas según la irradiación solar que reciben a lo largo del año. En la mitad sur de España junto con las islas y parte de Cataluña y Aragón se cuenta con una irradiación catalogado dentro de las zonas IV y V. En la mitad norte por su parte las zonas de irradiación se comprenden entre las zonas I y III con irradiaciones inferiores.

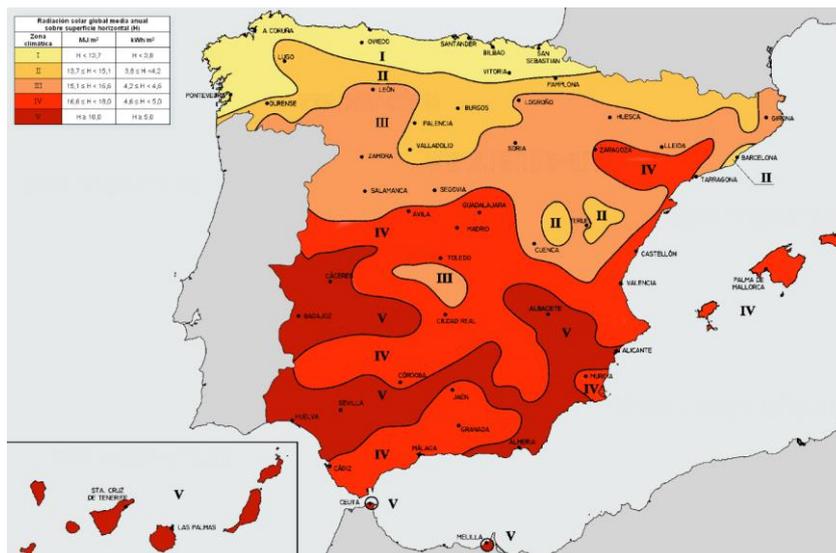


Ilustración 21: Mapa de irradiación en España. Fuente: <https://www.efimarket.com>

Zona climática	MJ/m^2	kWh/m^2
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$

Ilustración 22: Radiación solar media diaria anual. Fuente: <https://www.efimarket.com>

Por otro lado, cuando se habla de irradiación no solamente es importante conocer la irradiación total a lo largo del año sino también el número de horas durante las que esta se produce. Es interesante conocer este dato debido a la dificultad para almacenar en grandes cantidades energía eléctrica. El escenario más positivo se produce cuando exista mayor número de horas en las que se está produciendo energía eléctrica en los módulos fotovoltaicos, pues como posteriormente se verá, cuando se hable de la curva de carga horaria, interesa que la producción de energía solar sea lo más parecida en cada momento al consumo horario por parte de la fábrica.

Como se observa en la ilustración nº 23 el número de horas de sol anuales no es idéntico a la irradiación solar que se tiene. Por ejemplo, la provincia de Granada se encuentra situada en zona 4 en cuanto a la irradiación anual, pero por otro lado es una de las zonas donde mayor número de horas de sol se dan anualmente. Este dato es un factor positivo para realizar algún tipo de proyecto fotovoltaico en dicha zona.

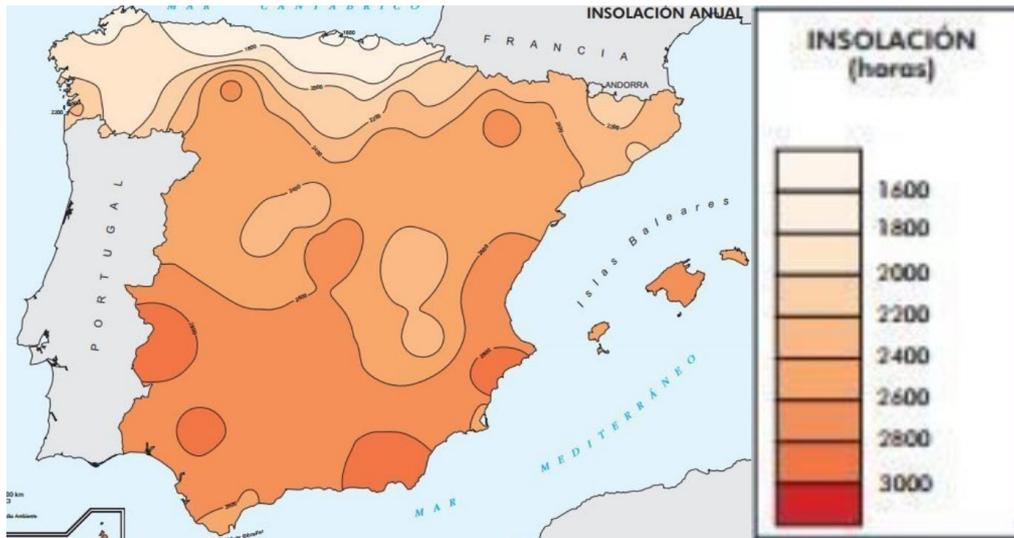


Ilustración 23: Mapa de insolución anual en España. Fuente: <https://www.geografiainfinita.com/wp-content/uploads/2017/07/Insolacion-anual-IGN.jpg>

4. ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO PENINSULAR

El mercado eléctrico peninsular comprende e integra la cooperación entre España y Portugal para una mejor gestión y aprovechamiento de la energía producida. El acuerdo entre ambos países se promueve por los gobiernos de ambos países en 1998. En 2001 se celebra el Protocolo de cooperación para la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). En 2004 se firma el acuerdo entre España y Portugal en Santiago de Compostela. Finalmente y tras sendas cumbres en 2006 en Badajoz y 2008 en Braga para revisar el acuerdo, arrancar completamente en 2007 finalizando el trabajo de armonización e integración de los sistemas eléctricos de ambos países.

4.1 DESCRIPCIÓN DEL MERCADO IBÉRICO DE LA ELECTRICIDAD

El mercado eléctrico, al igual que cualquier otro mercado, se realiza la compra-venta de un bien (en este caso la electricidad) para el consumo posterior del cliente final. A diferencia de un mercado estático, en donde los precios permanecen relativamente constantes, con la salvedad de aumentos o disminuciones de este en intervalos prolongados en el tiempo, el mercado eléctrico es un mercado dinámico y competitivo, pues a este se presentan ofertas de compra-venta por parte de los agentes involucrados en dicho mercado. Como se verá en el apartado 4.2, la negociación de la energía se realiza en

diferentes plazos (corto, medio y largo plazo) pero la compra y venta de la energía se tasa cada hora del año al precio que corresponda.

Como se ha expuesto en el párrafo anterior, este es un mercado competitivo en el que existen multitud de compradores y vendedores, y por tanto el precio se fija en función de la ley de la oferta y la demanda a través de unos mecanismos de compatibilidad técnica marcados por diferentes instituciones arbitrarias. Actualmente funciona según la Ley 54/1997, que liberalizó la generación y comercialización de la energía eléctrica, manteniendo el transporte y la distribución bajo un régimen económico y de funcionamiento regulado.

El mercado eléctrico se estructura en: mercado diario, mercado intradiario, mercado a plazos y mercado de servicios de ajuste. Por otro lado, se integran en ellos contratos bilaterales. (“Mercado intradiario de energía eléctrica - Twenergy,” n.d.)

Los distintos agentes que intervienen en el mercado eléctrico y sus papeles dentro del mismo se pueden clasificar de la forma siguiente:

- **Productores de energía:** Operan y mantienen las centrales de producción de energía eléctrica. Pueden ser de Régimen Especial (RE) que son los productores de energías renovables y de cogeneración, y los de régimen ordinario (RO).
- **Distribuidores:** Explotan y mantienen las redes de transporte e instalaciones de distribución para asegurar el suministro a los puntos de consumo.
- **Comercializadores:** Son los agentes intermediarios entre los productores y los consumidores finales. Se encargan de la gestión de la compra de energía en la subasta de la energía en el mercado de la electricidad (Pool eléctrico) para posteriormente vendérsela a los clientes.
- **Operador de mercado:** Se encarga de la casación de la oferta y la demanda y por tanto, de establecer el precio de la energía. Este mercado tiene una retribución regulada por el estado. Se compone por dos sociedades: OMIP, portuguesa, que gestiona el mercado a largo plazo (hasta dos días antes del día de venta de la energía) y OMIE, española, que gestiona el mercado diario y el intradiario.

- **Operador del sistema, REE:** Se encarga de la gestión técnica del sistema, garantiza la suministración de energía eléctrica en cada momento. Al igual que el OMI lleva consigo una retribución regulada.
- **Organismo regulador del sistema eléctrico, CNMC:** Se encarga de hacer que se cumplan los mecanismos establecidos para la libre comercialización de la energía eléctrica y exista transparencia en dicho proceso.
- **Organismo normativo, MINETUR:** Tiene por objetivo desarrollar las normas relativas al sector eléctrico.

(Tardío, El, El, Mercado, & Étrico Ctrico, n.d.)

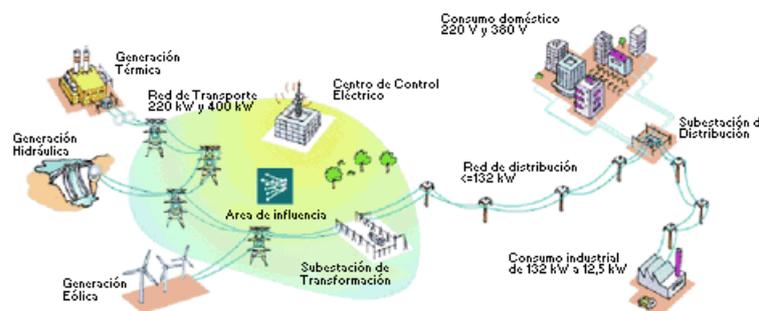


Ilustración 24: Esquema del sistema eléctrico español. Fuente: <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>

4.2 MERCADOSELÉCTRICOS PRINCIPALES

En este apartado, que se presenta en 2 puntos, se muestran los diferentes mercados eléctricos que se tienen en el mercado ibérico de la electricidad, diferenciando principalmente la idea de un mercado de futuros y un mercado diario de corto alcance.

4.2.1 OMIP

El OMIP es el órgano que gestiona el denominado mercado a largo plazo. Es el lugar donde se negocian y comercializan contratos de larga duración en el tiempo, contratos a plazo, para tener una referencia en el precio y así evitar la variabilidad que tiene este en los mercados diarios e intradiarios, los cuales van a depender de las condiciones climatológicas entre otras cosas. El OMIP tiene como objetivo el garantizar una cobertura en el precio a lo largo de un periodo determinado.

El precio establecido en dicho mercado depende principalmente de estimaciones del precio que se tasaré en el OMIE para las fechas determinadas en base a predicciones sobre distintos factores, como pueden ser: el precio de los combustibles, la producción eólica y la energía hidráulica.

Los mercados de futuros de la electricidad en España se pueden clasificar en dos clases diferentes:

- **Contratos Bilaterales:** Este tipo de contratos son los que se negocian directamente entre los generados de energía eléctrica y los agentes de mercado, pueden ser comercializadores o clientes finales. Estos contratos no se exponen al mercado diario, pero si han de tenerse en cuenta a la hora de obtener la solución técnica por parte del operador del sistema. Se pactan tanto la cantidad de energía que se entregará de forma física, como el plazo de entrega de la misma.

- **Contrato financiero:** En este tipo de contrato, para evitar las variaciones del precio en el mercado diario, se negocia un precio a modo de cobertura. En esta ocasión el cliente sí que deberá acudir al mercado diario para comprar la energía. Una vez ha comprado dicha energía, deberá liquidar las diferencias de precio con el agente que haya negociado la cuantía a pagar por la energía hasta igualar el precio pactado con anterioridad. (“¿En qué consiste el mercado a futuros de la electricidad? - Twenergy,” n.d.)

4.2.2 OMIE

El OMIE es un órgano que gestiona tanto el mercado diario como el intradiario. Ambos mercados operan todos los días del año con el objetivo final de establecer el precio horario de la energía que los consumidores adquirirán. El mercado diario recibe ofertas de compra y venta para el día siguiente a la subasta a realizar hasta las 12:00 horas. Cada agente productor debe realizar 24 ofertas las cuales corresponden a las 24 horas del día siguiente. Cuando ya se tienen todas las ofertas y demandas se produce la tasación del precio de la energía para el día siguiente en cada país. Esta acción se realiza a través de un algoritmo europeo llamado EUPHEMIA. Una vez se produce la casación de la oferta y la demanda se publica el precio horario para el día posterior a la casación, es decir, el precio al que los agentes productores venderán la energía.

Para la casación de ofertas, se da prioridad a las energías de régimen especial, estos entran al denominado coste cero. Es decir, siempre que exista la posibilidad de uso de energías renovables, se hará uso de ellas.

Una vez se ha hecho la casación de la energía, el operador de sistema (OS) se encarga de realizar los ajustes técnicos necesarios para que el suministro de energía sea estable y se garantice la seguridad de entrega de energía al cliente.

A grandes rasgos las funciones del operador del sistema son las siguientes:

- Coordinar el mercado eléctrico con la realidad técnica de las redes de distribución y generadores de electricidad existentes.
- Prever la demanda de energía en cada momento y las reservas que se necesitan para que exista en todo momento suministro eléctrico al cliente.
- Establecer un plan de viabilidad técnica al operador del mercado para que se realice un reajuste en el posterior mercado intradiario.
- Ajustar en tiempo real la curva de la oferta y demanda de energía eléctrica.
- Garantizar los pagos y liquidaciones de los desvíos referentes tanto a la producción como a los consumidores en cada periodo programado.

(“¿Qué es y cómo funciona el pool eléctrico en España? | Nabalía Energía,” n.d.)

Es decir, existirá una estrecha relación entre el OM y el OS para integrar las necesidades y compatibilidad técnica junto con la libre comercialización de la energía, sujeto todo ello a la competitividad propia de un mercado que se rige por la ley de la oferta y la demanda.

4.2.3 Mercado Intradía

El mercado intradiario cumple un papel esencial en el suministro eléctrico eficiente. Conocida es la premisa de que la energía eléctrica no se puede almacenar más que en muy pequeñas cantidades; por ello es preciso establecer algún mecanismo para garantizar que en todo momento exista energía suficiente para el suministro demandado por el cliente y a su vez, que no haya un exceso de energía en momentos con escasa demanda de la misma (eficiencia económica). Por todo esto existe este mercado.

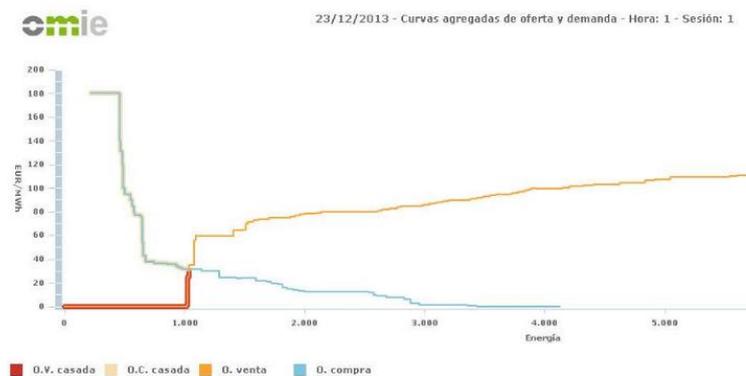


Ilustración 25 Curvas agregadas de la oferta y la demanda en el mercado intradiario. Fuente: <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>

El mercado intradiario se realiza en 6 sesiones diferentes de la manera que se estructura a continuación:

SESIÓN	HORA	DIA
1ª Sesión	17:00-18.45	D-1
2ª Sesión	21:00-21:45	D-1
3ª Sesión	1:00-1.45	D
4ª Sesión	4:00-4:45	D
5ª Sesión	8:00-8:45	D
6ª Sesión	12:00-12:45	D

Tabla 1: Sesiones del mercado intradiario. Elaboración propia a partir de datos de www.esios.ree.es

En esta sesión solamente puede participar y presentar ofertas de compra venta aquellos agentes que participaron en el mercado diario, aquellos que tienen un contrato bilateral o aquellos que no participaron en el mercado diario por no tener disponibilidad.

Los motivos que pueden llevar a participar en el mercado intradiario difieren en función de si se trata de productores o consumidores en los aspectos que se exponen a continuación.

Desde el lado de los **generadores de energía**:

- Un productor no puede generar la energía que ofertó en el mercado diario y por tanto tiene que adquirir esa energía en el mercado intradiario para no ser penalizado por los desvíos producidos.
- Los productores en régimen especial realizan la oferta de energía en base a una estimación. En el mercado intradiario se pueden beneficiar de la venta de energía adicional en el caso de que las condiciones climatológicas lo permitan.
- Un productor case en el mercado diario solamente un parte de la energía que puede producir y por ello acude al mercado intradiario para ofertar la energía capaz de producir. Normalmente el precio al que venderá esta energía última será mayor que la vendida en el mercado diario.

Del lado de los **consumidores**:

- Un consumidor compra más energía eléctrica de la que realmente necesita y para evitar penalizaciones por desvíos, tendrá que realizar una oferta por esa energía, generalmente a precio bajo para asegurarse su venta.
- Un consumidor que en este caso, ha comprado en el mercado diario menos energía de la que luego va a necesitar. En este caso deberá acudir al mercado intradiario para comprar la energía suficiente y poder suministrar a todos los clientes finales que dependan de este comercializador. (“Mercado intradiario de energía eléctrica - Twenergy,” n.d.)

4.2.4 Mecanismos de ajuste de demanda y producción

Los ajustes de producción y demanda se realizan en el muy corto plazo antes de la entrega física de energía. Estos ajustes se realizan por el operador de sistema el objetivo final de mantener una seguridad y un equilibrio físico en la entrega de energía eléctrica. Estos ajustes se pueden englobar en tres tipos de acciones diferentes:

- **Gestión de las restricciones técnicas:** Consiste en la resolución de los problemas relacionados con las redes de transporte y distribución que impidiesen otorgar de seguridad, calidad y fiabilidad al suministro energético. Las restricciones técnicas pueden deberse a:
 - Incumplimiento de las condiciones de seguridad tras una contingencia
 - Falta de reserva de regulación secundaria y/o terciaria

- Falta de reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista
 - Insuficiencia en la capacidad para hacer frente al control de la tensión en la red de transporte
 - Falta de capacidad para reponer el servicio energético.
- **Gestión de los servicios complementarios:** En este apartado se encuentran los problemas propios de la energía eléctrica como son el control de la frecuencia y la tensión, o la reserva de la potencia adicional a subir en caso de que sea necesario dicha acción. Los 3 servicios complementarios básicos existentes son:
- *Regulación primaria:* Es el margen de potencia que los grupos generadores pueden variar la potencia generada de forma automática (instantánea), tanto en sentido de aumento como de disminución. Se utiliza principalmente para la regulación de la potencia cuando se produce una variación en la frecuencia. Su duración de actuación máxima es de 15 minutos.
 - *Regulación secundaria:* Es el margen de variación de potencia con el que el regulador secundario puede actuar en los dos sentidos. Se corresponde con la suma de capacidades de todos los grupos generadores para ajustar los desequilibrios entre demanda y generación. Esta regulación deberá actuar en un tiempo no superior a 30 segundos y ser capaz de mantenerse durante 15 minutos.
 - *Regulación terciaria:* Es la variación máxima de potencia a subir o a bajar que pueden dar los grupos generadores cuando se ha hecho uso de la regulación secundaria y se necesita sustituir esta banda de potencia. Es un servicio de carácter obligatorio para todas las unidades que puedan realizar esta acción y la banda temporal se sitúa en un tiempo no superior a 15 minutos.

(“6.5. Mecanismos de ajuste de demanda y producción | Energía y Sociedad,” n.d.)

El último punto a resolver por el OS será la gestión de desvíos. Esto es, las diferencias que existan entre la demanda y la oferta tasadas en el mercado diario, por alguno de los motivos expuestos en este mismo apartado. Los desvíos se pueden deber a la falta de demanda u oferta por parte de los consumidores/generadores o por desviaciones en las condiciones climatológicas respecto a las predicciones iniciales. Todo esto generará un mercado desvíos por parte del OS. En este mercado, se solicitará a las unidades generadores

que compensen dichos desvíos, bien generando más energía cuando se haya quedado corta la predicción, o bien disminuyendo su producción de energía cuando la predicción sea excesiva.

Estos desvíos originados llevarán consigo un sobrecoste, que será reflejado en el precio final de la energía junto con el resto de restricciones y sobrecostes generados en los diferentes pasos de tasación del precio de la energía eléctrica. Para establecer los pagos de forma adecuada se establecen una serie de liquidaciones de desvíos. Estas liquidaciones consisten en los ajustes del balance del flujo de caja entre productor y comercializador en función de los desvíos producidos y serán gestionadas por el OS, quien será el encargado de que se cumplan las normas legales y el correcto funcionamiento de la gestión de desvíos.

Es en este punto donde se producen tanto penalizaciones, para aquellos que no cumplen los términos que negociaron en los diferentes mercados (diario, intradiario, bilateral), como retribuciones compensatorias para aquellos que se ven obligados a modificar su producción por necesidad del sistema.

En la ilustración nº 26 se muestra Las diferentes restricciones que se dan en los mercados de ajuste con su valor porcentual sobre el precio final de mercado.

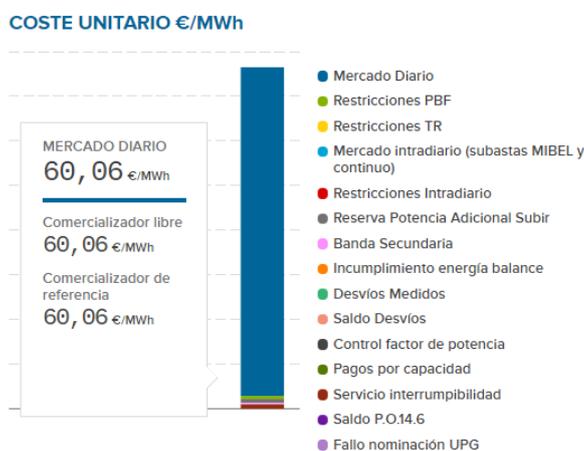


Ilustración 26: Composición del precio final del mercado, importancia de las restricciones.

Fuente: <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>

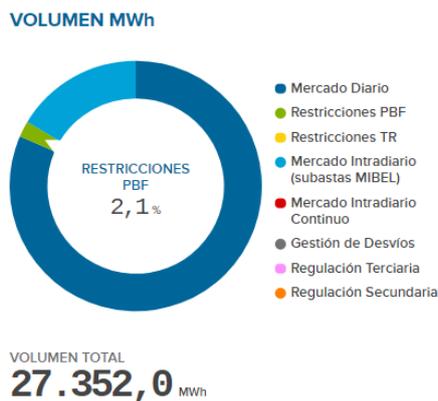


Ilustración 27: Volúmenes de energía que se mueven en los diferentes mercados. Fuente: <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>

<p>PRECIO MEDIO HORARIO FINAL SUMA DE COMPONENTES (13/03/2019 18:00)</p> <p>54,07 €/MWh</p>	<p>PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE MERCADO DIARIO (13/03/2019 18:00)</p> <p>47,18 €/MWh</p>
<p>PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE RESTRICCIONES PBF (13/03/2019 18:00)</p> <p>1,40 €/MWh</p>	<p>PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE RESTRICCIONES TIEMPO REAL (13/03/2019 18:00)</p> <p>0 €/MWh</p>
<p>PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE MERCADO INTRADIARIO (13/03/2019 18:00)</p> <p>0 €/MWh</p>	<p>PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR (13/03/2019 18:00)</p> <p>0 €/MWh</p>
<p>PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE BANDA SECUNDARIA (13/03/2019 18:00)</p> <p>0,41 €/MWh</p>	<p>PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE DESVÍOS MEDIDOS (13/03/2019 18:00)</p> <p>0,19 €/MWh</p>
<p>PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE SALDO DE DESVÍOS (13/03/2019 18:00)</p> <p>-0,17 €/MWh</p>	<p>PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE PAGO DE CAPACIDAD (13/03/2019 18:00)</p> <p>4,21 €/MWh</p>
<p>PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE SALDO P.O.14.6 (13/03/2019 18:00)</p> <p>0,18 €/MWh</p>	<p>PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE SERVICIO INTERRUMPIBILIDAD (13/03/2019 18:00)</p> <p>0,73 €/MWh</p>
<p>PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE CONTROL FACTOR POTENCIA (13/03/2019 18:00)</p> <p>-0,06 €/MWh</p>	<p>PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE INCUMPLIMIENTO ENERGÍA DE BALANCE (13/03/2019 18:00)</p> <p>0 €/MWh</p>
<p>PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE RESTRICCIONES INTRADIARIO (13/03/2019 18:00)</p> <p>0 €/MWh</p>	<p>PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE FALLO NOMINACIÓN UPG (13/03/2019 18:00)</p> <p>0 €/MWh</p>

Ilustración 28: Precio de las restricciones de mercado el 13/03/2019 a las 18.00 horas. Fuente: <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>

Como se puede apreciar en las ilustraciones 26 y 27, la composición del precio final del mercado viene dada en un porcentaje muy elevado por el precio OMIE, sin embargo, a continuación se explican de forma resumida las diferentes restricciones que se dan junto con la importancia que estas tienen dentro del conjunto de restricciones. En la ilustración nº 26 aparece el concepto de “pagos por capacidad”. Estos costes no son propiamente restricciones que se traten en el mercado de ajustes, como se tratan el resto de reajustes que influyen en el precio final de mercado. Los pagos por capacidad son un instrumento de

cobertura de la demanda de energía en horas punta, es decir, es la disponibilidad que tienen ciertas centrales de generación (ciclos combinado e hidráulicas generalmente) para aumentar o disminuir su producción en función de la demanda. Las centrales mencionadas anteriormente suelen trabajar a unos regímenes de trabajo muy bajos, excepto en los momentos de variación de la producción en las rampas de la curva de carga diaria. Sin estos pagos, este tipo de centrales no sería rentable puesto por los ya mencionados antes regímenes de trabajo a los que operan.

Por otro lado, las de restricciones más significativas con:

- Componentes restricciones PBF: Son las restricciones que realiza el OS en el programa diario base de funcionamiento para la elaboración de un programa viable desde el punto de vista técnico.
- Interrumpibilidad: Este servicio generalmente se aplica a grandes empresas consumidoras de electricidad. Es un servicio que consiste en que las empresas adheridas a este servicio están en disposición de ser desconectadas de la red en cualquier momento para compensar aumentos bruscos en la demanda. A cambio, dichas empresas son retribuidas económicamente por esta desconexión.
- Componente banda secundaria: Es la variación de potencia tanto en aumento como en decremento que el sistema eléctrico ibérico puede asumir de forma automática.
- Desvíos medidos: Es la variación entre la energía que se compra en el mercado diario y la realmente consumida. Los desvíos pueden ser tanto por mayor consumo del ofertado como por menor consumo del ofertado.

4.3 ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA

España es un país que cuenta con una gran cantidad de recursos renovables, en especial viento y sol. Por el contrario, no tiene recursos fósiles propios y los debe importar del extranjero con el sobrecoste que esto conlleva. La demanda diaria española varía en función de si es fin de semana, festivo o día laborable. La demanda en los días laborables tiene un mínimo en torno a los 21 GWh que se produce sobre las 4:00 am y un máximo en torno a los 32 GWh que se produce en torno a las 13:00 horas, esto se muestra a modo de

ejemplo para un día laborable en la ilustración nº 29 Además se observan unas rampas de aumento y disminución de la demanda con mucha pendiente. Esto deberá ser amortiguado de algún modo, en este caso, la acción de adaptar la producción a la demanda existente será llevada a cabo por las centrales tanto de ciclo combinado como de energía hidráulica, pues son las centrales que más rápidamente y con mayor facilidad pueden realizar modificaciones en su generación. La distribución de la generación en España se muestra en la figura nº 30. En dicha figura se aprecia cómo todavía la generación de energía eléctrica a través de energías renovables es pequeña en comparación con las no renovables (solamente mueve en torno al 5% de la energía que se genera en territorio hispano portugués, ya que se cuenta también la generación no peninsular). (“Generación energía eléctrica y Producción - Endesa,” n.d.)

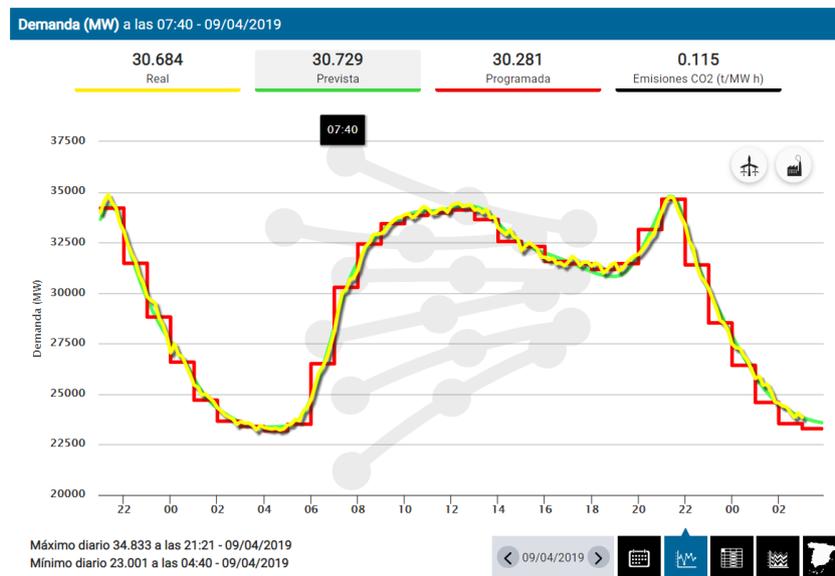
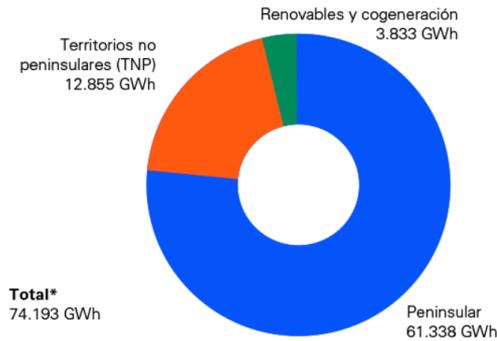


Ilustración 29: Curva de carga diaria 09/04/2019. Fuente: <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>

Generación de electricidad (GWh)

Datos a 31 de diciembre de 2018



(*) Datos medidos en barras de central.

Generación en territorio peninsular (GWh)

Datos a 31 de diciembre de 2018

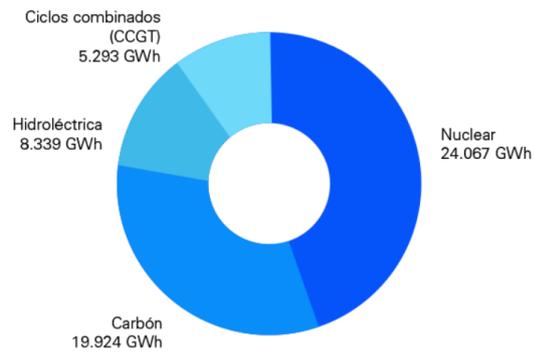
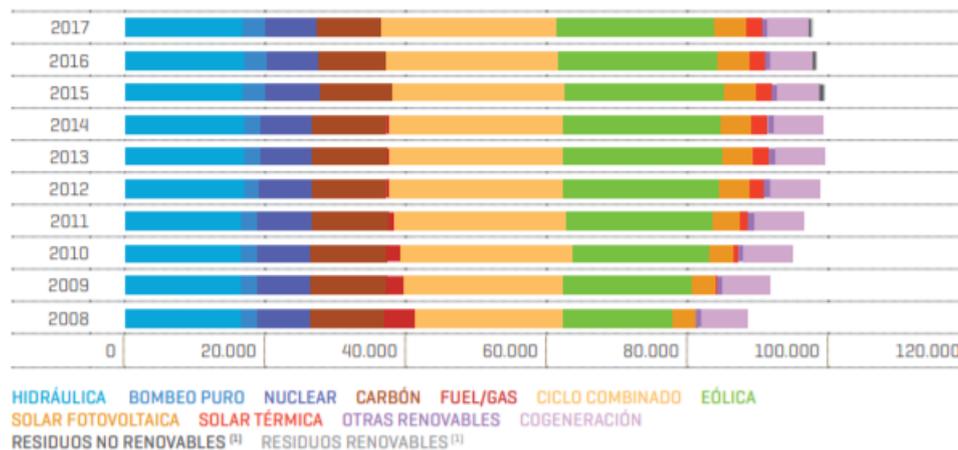


Ilustración 30: Estructura de la capacidad de generación de electricidad en España. Fuente: endesa.com

Por último, la ilustración nº 31 se muestra la evolución de las diferentes formas de obtención de la energía eléctrica en el periodo 2008-2017. En la ilustración, se observa el descenso de la potencia instalada en las centrales de carbón en favor del aumento de las energías de carácter renovable (la fotovoltaica, la solar térmica y sobre todo de la eólica). Esta tendencia se acentuará en el tiempo debido a la intención de reducir hasta el mínimo posible la energía eléctrica obtenida a través de fuentes no renovables.



(1) Potencia incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014.
 Fuente: Datos Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta el 2014 en: hidráulica no UGH, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.

Ilustración 31: Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada en la península ibérica (MW) Fuente: <http://www.interempresas.net>

4.4 PRECIO DE COMPRA DE LA ENERGÍA

Como se ha visto a lo largo del punto 3, el precio de la energía eléctrica comprenderá en un porcentaje elevado (en torno al 80%) el precio OMIE tasado en los mercados diario e intradiario. Por otro lado, a dicho precio habrá que añadirle unos sobrecostes debido a las diferentes restricciones técnicas y debido a las retribuciones que por ello se deben pagar. A su vez, existirán impuestos regulados por el estado en el denominado BOE y una serie de factores en concepto de peajes.

4.4.1 Periodos tarifarios horarios

Los periodos tarifarios horarios se refieren a la discriminación que se hace en el precio de la electricidad en función del momento en el que esta se consume. La discriminación horaria se puede hacer en 2, 3, 6 periodos en función de la potencia instalada del punto de consumo. En el caso del presente proyecto, la fábrica que se tiene es de una potencia superior a 450 kW por lo que se clasifica dentro de la clase 6 con sus respectivos seis periodos horarios diferentes.

Los periodos horarios se pueden descargar de la página web de la Red Eléctrica de España. El periodo 1 es el periodo con los peajes y costes más elevados y es por ende el menos interesante para consumir energía eléctrica. Este periodo coincide con los intervalos de tiempo en los que se tiene una curva de demanda a nivel nacional mayor que como se observa en la ilustración nº 33 coincide con periodos de verano (debido al mayor consumo de aparatos de refrigeración) y en invierno (debido a la mayor utilización de aparatos de calefacción). Por otro lado, también se puede observar como las horas en las que se tiene los periodos tarifarios 1 y 2 coinciden con las horas laborales y las horas en las que la gente se encuentra consumiendo aparatos eléctricos por la noche.

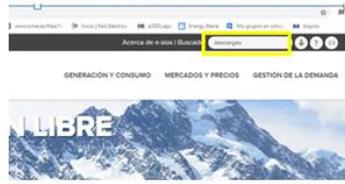
Esta discriminación horaria persigue favorecer el consumo en periodos donde la curva de carga nacional tiene un valle. Con esta medida se consigue disminuir los desvíos, los pagos por capacidad a las generadoras encargadas de aumentar y disminuir su producción para ajustar la oferta a la demanda.

A continuación, se explica cómo se descargan los periodos horarios junto con otro término que se explica en el apartado 4.4.3 como es el coeficiente de pérdidas *Kest*.

1. Acceso a la página web de la REE:
<https://www.esios.ree.es/es/>



2. En el buscador dentro de la página ponemos "descargas".



3. Seleccionamos "DESCARGAS LIQUIDACIONES"



6.1. Descargamos:
 "C2_pertarif_fecha_fecha"



5. Se descarga la carpeta comprimida: "
 C2_liquicomun"



4. Elección de la fecha de la que se quieren
 descargar los índices



6.2 Descargaremos:
 "C2_Kestimado_fecha_fecha"

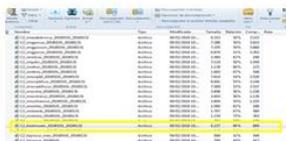


Ilustración 32: Descarga de los periodos horarios tarifarios y el Kest. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>

En la ilustración nº 32 se observa un término que no se ha visto hasta ahora como es el C2liquidcomun. Este término representa parte de las liquidaciones que se tienen y se puede descargar a día pasado de la entrega de energía. Se tienen 4 términos diferentes de liquidaciones ya que se deben hacer reajustes en función de los desvíos y los diferentes términos que hayan hecho variar la oferta o la demanda.

Por todo lo anterior se tiene las carpetas de liquidaciones disponibles del siguiente modo:

- C2: Disponible el día siguiente a la entrega de energía eléctrica.
- C3: Disponible 3 meses después de la entrega física de energía eléctrica.
- C4: Disponible 7 meses después de la entrega física de energía eléctrica.
- C5: Disponible 11 meses después de la entrega física de energía eléctrica.

Una vez se ha publicado el término C5 se puede afirmar que las liquidaciones no van a sufrir ya ningún cambio y que todas las transacciones han sido realizadas.

- **IE:** Impuesto sobre la electricidad. Este valor es regulado por el estado y es el mismo para todos los puntos del país. Para el año 2018 tuvo un valor de un 5,11%.
- **Pérd_hP:** Pérdidas por periodo horario. El BOE establece unos sobrecostes en función de cada periodo horario. Estos costes sirven para solucionar las pérdidas que se tienen en la distribución, transporte y entrega de la energía eléctrica.
- **Ros:** Retribución del operador de sistema. Este coste es un precio que se paga en concepto del trabajo realizado por el operador del sistema y es un coste regulado que es proporcional al megavatio hora consumido. Para el año 2018 tuvo un valor de 0,11258€/MWh.
- **ROpM:** Retribución del operador de mercado. Este es un valor que se paga en concepto del trabajo realizado por el operador de mercado y al igual que el Ros es un coste regulado y proporcional al megavatio hora consumido. Para el año 2018 tuvo un valor de 0,02657€/MWh.

Para obtener dichos términos se puede hacer lo siguiente:

1. Entrando en la página web del BOE para la energía eléctrica

En esta página se encuentran tanto las tarifas de pago por capacidad, las tarifas por potencia contratada etc. Cuando se entra en dicha página aparecen los artículos del BOE ordenados en capítulos.

De esta página se puede obtener el porcentaje estimado por el BOE para las pérdidas tanto en la distribución como en el transporte de la electricidad y por otro lado el precio de la tarifa energética del año en curso. Todo esto vendrá desglosado por periodos horarios.

2. Se obtienen, por ejemplo, los peajes de acceso a la red, es decir, el término potencia y el término energía. Para obtener cualquiera de los factores necesarios en la fórmula, solamente será necesario buscar el punto que interesa dentro de la lista que se presenta.
3. A continuación, pinchando en el PDF aparecerá el archivo con los datos que se necesitan.

4. Dentro de los peajes, se debe ir hasta los peajes a considerar, en este caso por el tipo de centrales que se estudia serán del tipo 6 (6.1 y 6.2).

Se obtienen los peajes tanto por término de energía como por término de potencia instalada. El término de potencia es un término fijo mientras que el coste por término de energía dependerá del consumo que se tenga.

Estos pasos se resumen en la ilustración nº 34:

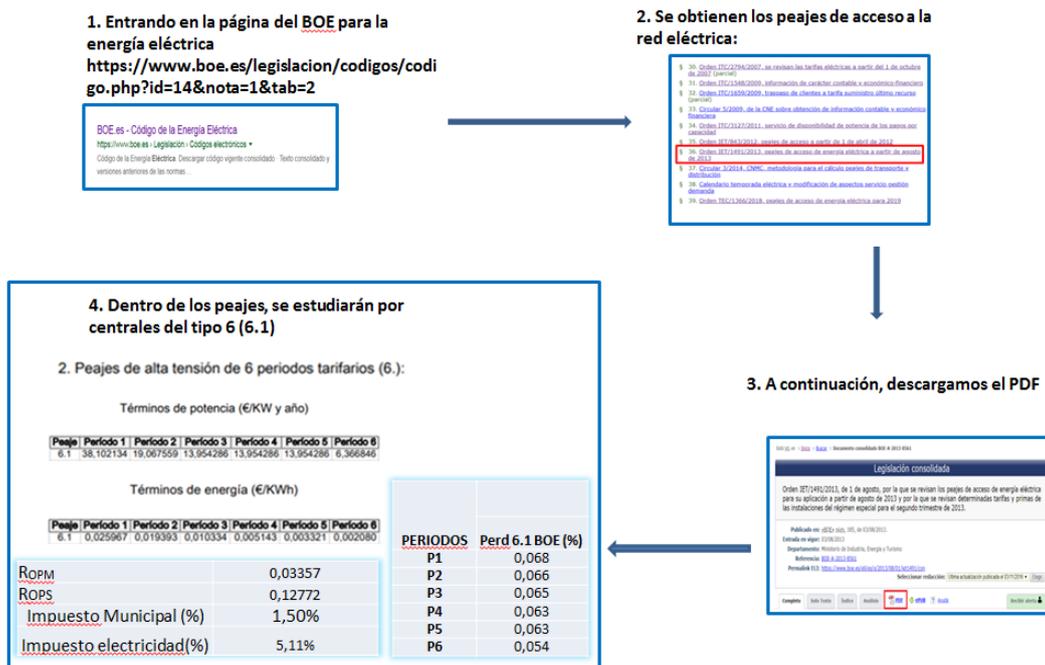
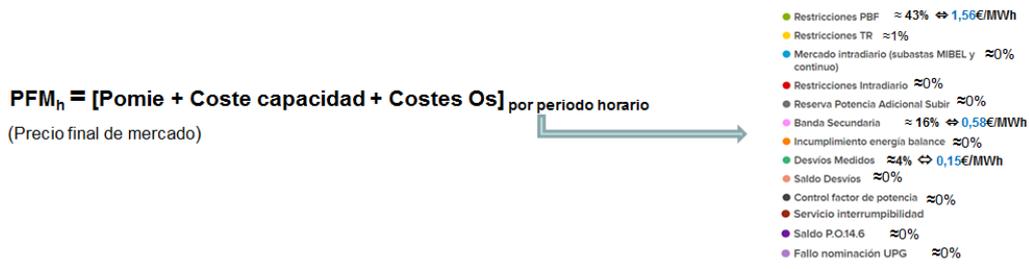


Ilustración 34: Pasos para la descarga de datos del BOE. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de <https://www.boe.es/legislacion/codigos/codigo.php?id=14¬a=1&tab=2>

4.4.3 Términos variables en el precio de la energía eléctrica

- **ER_h^P**: Energía eléctrica consumida. Este es el término que indica la cantidad de energía eléctrica que se consume.
- **Kest**: Coeficiente de estimación de pérdidas. Es un término que se estima de forma aproximada por parte de las productoras y comercializadoras y representa las pérdidas que se van a tener en la entrega física de energía. Dicho término puede descargar para el año en curso y se puede obtener como se ha visto en el apartado 4.4.1 en la página web de la Red Eléctrica de España. Para los años futuros se harán estimaciones de dicho valor a la hora de realizar ofertas y negociaciones de precios.

- **PFM:** Precio final de mercado. Este factor conlleva integrados una serie de términos. Estos términos son los que se expone en la fórmula nº 1.



Fórmula 1: Componentes precio final del mercado Fuente: elaboración propia

Todos los términos que se muestran en dicha ilustración se obtienen de la página web de la Red Eléctrica de España, por lo que los datos son totalmente conocidos a fecha pasada, ya que el precio final de la casación de la energía eléctrica no se conoce hasta el mismo día de la entrega física de energía. El proceso de descarga de los datos para sacar el PFM se describe a continuación.

1. Entrando en la página de la REE.
2. Una vez dentro de la página, se tiene que pulsar en “mercados y precios”.
3. Una vez dentro de mercados precios, van a aparecer una serie de datos en tiempo real, como pueden ser el precio de los desvíos, el término de facturación de energía activa y las subastas explícitas de capacidad. En este caso interesa el término de precio final de la energía y por tanto se debe pinchar en el icono “analizar indicador”.
4. Una vez dentro de dicho análisis, van a aparecer los diferentes precios que se tendrán que tener en cuenta para el cálculo del precio final de mercado. Para obtener los datos necesarios, será necesario primero ajustar la fecha del intervalo en el cual se desea obtener los datos y segundo exportarlo a un excel.

En la ilustración nº 35 se muestran esquematizados lo pasos descritos anteriormente



Ilustración 35: Pasos para la descarga de los datos que componen el precio final de mercado de la energía eléctrica Fuente: elaboración propia a partir de los datos de <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>

4.4.4 Cálculo del precio de compra de la energía eléctrica

El precio de compra de la energía tiene dos componentes, uno fijo que no depende de la energía eléctrica que se consume y el otro variable el cual dependerá de la cantidad de energía eléctrica consumida y el momento en el que se realiza este consumo, pues ya se vio en el apartado 4.4.1, ya que no es lo mismo consumir en un periodo de hora punta que en un periodo de hora valle. Por tanto, el precio final de compra de energía eléctrica será el resultado de:

$$P_{total} = P_{fijo} + P_{variable}$$

Fórmula 2: Precio de compra de energía eléctrica

Puesto que los componentes que aparecen en cada uno de los términos de la fórmula se han comentado en los apartados 4.4.2 y 4.4.3 se está en la disposición de exponer las fórmulas en cuestión.

$$\text{Coste fijo de la potencia contratada (€)} = (T_p + \text{Pot. contr.})p$$

Fórmula 3: Precio fijo de la energía eléctrica por megavatio de potencia instalada. Fuente: elaboración propia

El coste fijo solamente dependerá de la tarifa de potencia (T_p) regulada en el BOE y de la potencia contratada por cada cliente (Pot. Contr.). Este es un coste fijo a lo largo de todo el año, siempre que no se modifique la potencia contratada.

$$\begin{aligned} \text{Variable energy price h hour p period (€/MWh)} \\ = (\text{PFMh} + \text{ROpM} + \text{ROS}) \times (1 + \%Kest * \text{Perd 6.1}) \times (1 + \%Im) \\ + Te \} \times (1 + \%IE) / 100 \end{aligned}$$

Fórmula 4: Precio variable de la energía eléctrica por megavatio hora de energía consumida

$$\text{Variable Energy cost hour period (€)} = \{ [ER_h^p] \times \text{Variable Energy Price h hour p period} \}$$

Fórmula 5: Coste variable de la energía eléctrica por megavatio hora de energía consumida

Por otro lado, se tiene el coste horario de energía variable. Este es un coste fácilmente calculable a tiempo pasado puesto que ya se conocen todos los términos que aparecen en la fórmula. Sin embargo, para conocer el valor a tiempo futuro se tienen varias incertidumbres.

La primera, es que no se conoce la demanda exacta que se va a realizar y por tanto el término de ER_h^p es aproximado. Por otro lado, el término de Kest tampoco se conoce a priori, pero cada empresa puede realizar aproximaciones que estime oportunas en función de sus históricos.

Por último, cabe recordar que el precio obtenido será diferente para cada hora del año, resultando por tanto 8760 precios diferentes.

En la figura nº 36 se muestra un ejemplo de la composición del precio variable de la energía eléctrica para un escenario en el que el precio OMIE fuera de 53,3€/MWh. Se puede observar cómo la mayor parte del precio (en torno al 80%) corresponde al precio OMIE tasado en el mercado diario. Por otro lado, la diferencia entre el precio final de compra, que

es de 66,54 €/MWh, y el precio OMIE se corresponde con las ya enunciadas a lo largo del apartado 3 restricciones y el pago por capacidad.

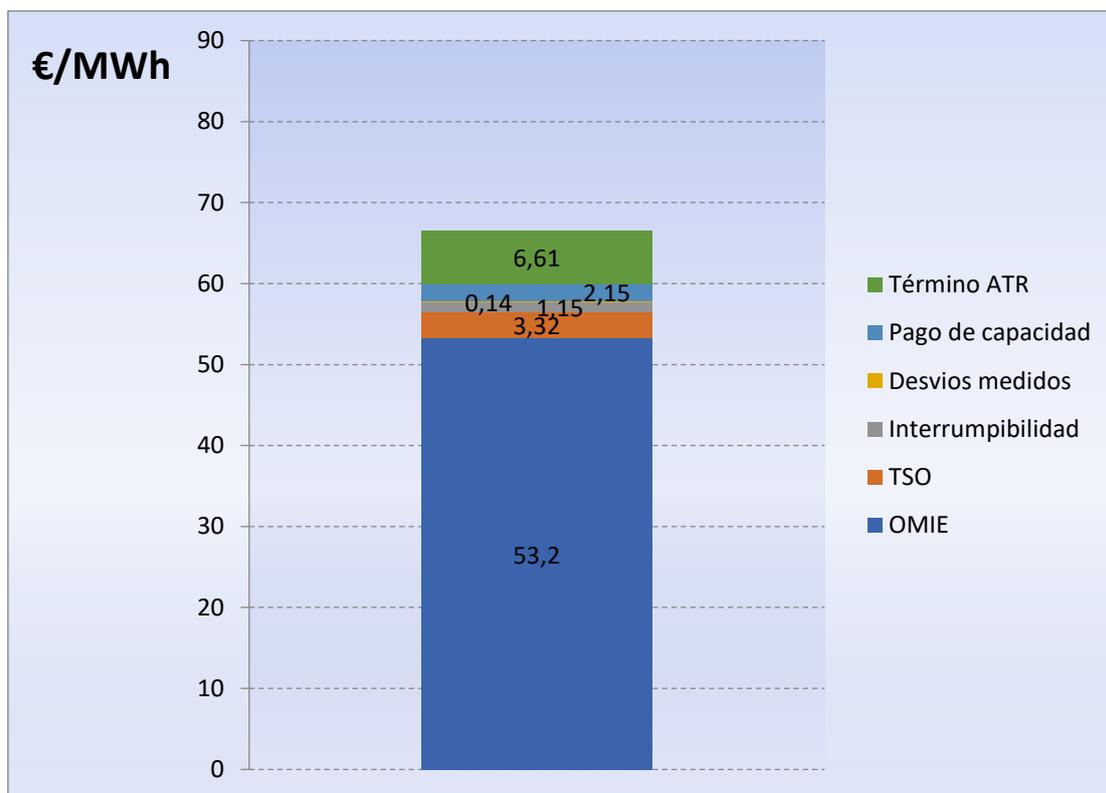


Ilustración 36: Composición del precio variable de compra de energía eléctrica. Elaboración propia a partir de datos de www.esios.ree.es

4.4.5 Precios OMIP estimados entre 2020-2044

Los precios OMIP varían en función muchos factores socio-económicos además de las previsiones climatológicas de las que se disponen. Los valores OMIP para los años futuros se pueden obtener la web "<https://www.omip.pt/>" aunque no se dispone de un desglose muy amplio debido a que es una información a la que exclusivamente se tiene acceso a ella pagando por dichos datos.

Para tratar un proyecto de larga duración (20-25 años) es necesario no solamente conocer los precios OMIP estimados, sino también realizar una simulación con diferentes tipos de escenarios posibles de cara a una variación respecto las estimaciones actuales del precio. Es por ello que en la tabla nº 2 se muestran los escenarios de precio que se van a tener en cuenta a la hora de hacer los flujos de caja y estudiar la viabilidad del proyecto. Se valorarán todos los posibles escenarios aunque de cara al estudio más exhaustivo y preciso

se tomará como referencia el escenario medio, que es en un principio el que debería suceder. Los escenarios alto y bajo darán una aproximación de los riesgos que se corren y por tanto posibilitarán una mejor visión a la hora de la toma de decisiones en la inversión.

Año	Escenario Bajo (€/MWh)	Escenario Medio (€/MWh)	Escenario Alto (€/MWh)
2020	48,0	55,0	56,0
2021	48,5	52,0	52,0
2022	49,0	52,5	52,5
2023	49,5	53,0	57,0
2024	51,2	51,2	57,6
2025	51,7	58,0	58,1
2026	52,2	58,6	58,7
2027	52,8	59,2	61,0
2028	49,0	53,0	61,6
2029	49,5	53,5	62,2
2030	50,0	54,1	56,0
2031	50,5	54,6	56,6
2032	51,0	55,2	57,1
2033	51,5	55,7	57,7
2034	52,0	56,3	58,3
2035	52,5	54,0	61,0
2036	53,1	54,5	61,6
2037	51,0	51,0	51,0
2038	51,5	51,5	51,5
2039	52,0	52,0	55,0
2040	52,5	52,5	55,6
2041	53,1	53,1	56,1
2042	46,0	56,0	59,0
2043	46,5	56,6	59,6
2044	46,9	57,1	60,2

Tabla 2: Escenarios posibles de Precio OMIE entre 2020-2044. Elaboración propia a partir de datos de www.esios.ree.es

4.4.6 Precios OMIE entre 2016-2018

Los precios OMIE sirven para visualizar los datos de los años anteriores y poder trabajar con ello bien para realizar estimaciones o bien para usarlos como precios para establecer contratos en años futuros. A su vez, dan información del precio de la energía eléctrica en función de las condiciones climatológicas que se produzcan. En la figura nº 37 se muestran los precios OMIE para cada mes y en la figura nº 38 se va a realizar una

comparativa de dos días diferentes y su precio correspondiente, para estudiar cómo afectan la climatología (energía solar, termo solar y eólica).

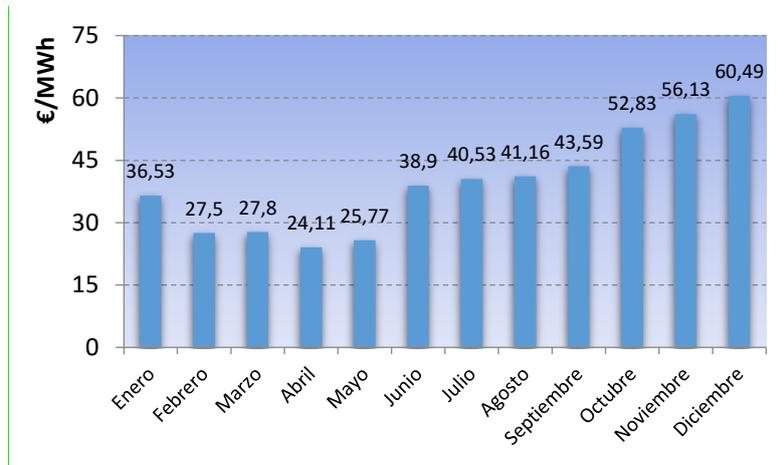


Ilustración 37: Precio OMIE medio por meses en el año 2016. Elaboración propia a partir de datos de www.esios.ree.es

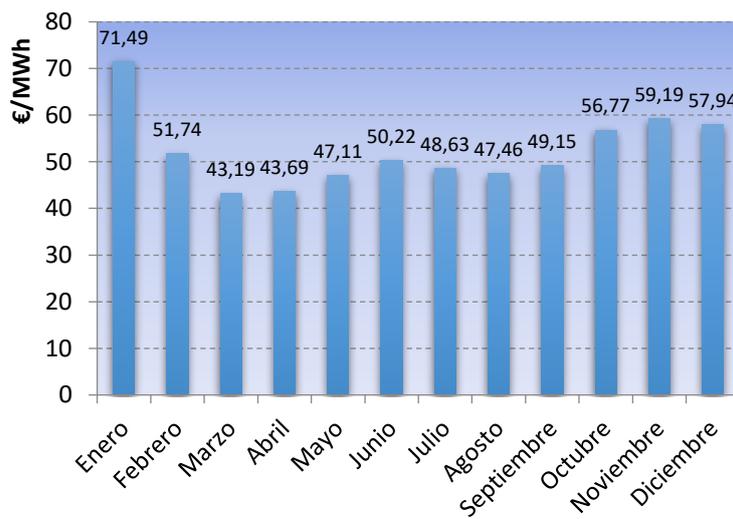


Ilustración 38: Precio OMIE medio por meses en el año 2017. Elaboración propia a partir de datos de www.esios.ree.es

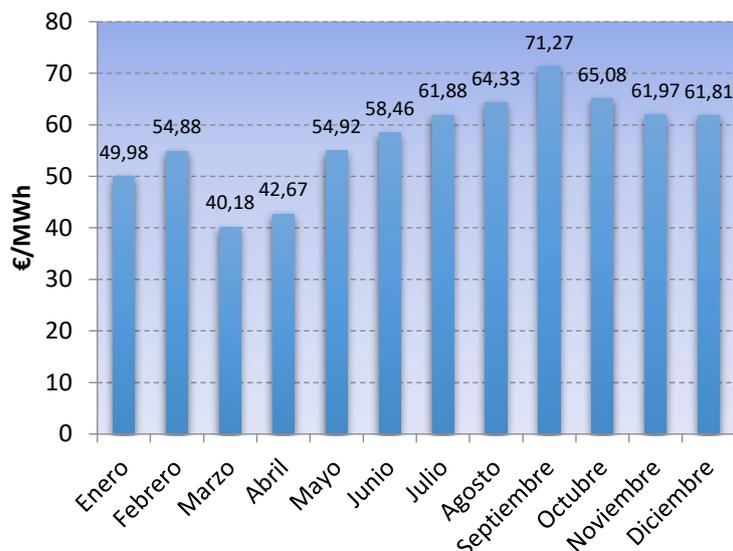


Ilustración 39. Precio OMIE medio por meses en el año 2018. Elaboración propia a partir de datos de www.esios.ree.es

En los gráficos 37 a 40 se puede observar que el precio OMIE es mayor en los meses de otoño e invierno que durante el resto del año. Por otro lado, en los meses de primavera el precio de la energía eléctrica es el de menor cuantía de todo el año. Una mejor visualización del carácter repetitivo de la variación del precio de la energía eléctrica a lo largo de los diferentes años se muestra en la figura nº 40 donde se vuelve a observar lo ya comentado con anterioridad en este mismo apartado. Cabe resaltar la tendencia al alza del precio de la electricidad situándose en el año 2019 en valores en torno a los 56 €/MWh, esto es un aumento de aproximadamente 8 €/MWh respecto a los niveles de 2013-2014.

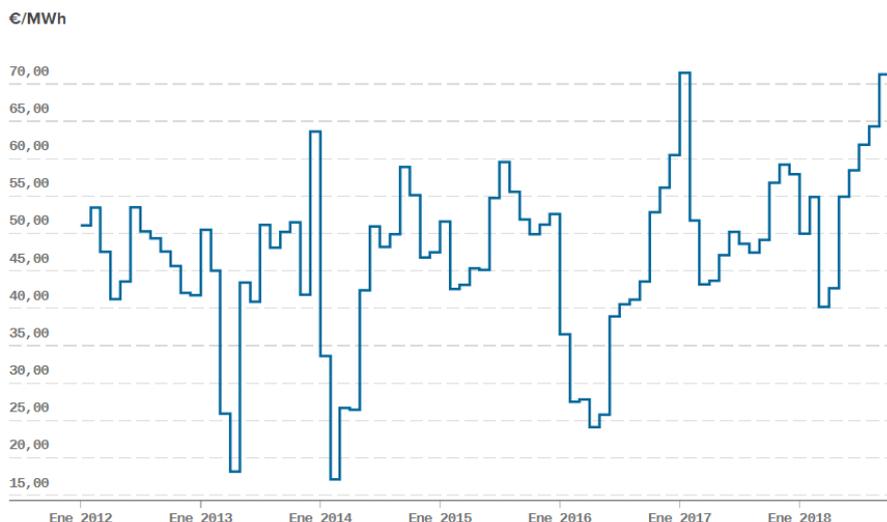


Ilustración 40: Precio OMIE entre 2012-2018 Fuente: <https://www.esios.ree.es>

Los motivos de esta variación del precio son causados en mayor medida por las condiciones climatológicas de cada día. A continuación se comparan dos días diferentes en el mes de Octubre de 2018 para con ello poder visualizar gráficamente y explicar cómo influye la climatología en el precio de la energía eléctrica. Esto lleva a verificar el aspecto previamente comentado en el apartado 4.4.2 en el que se mencionó que las energías renovables entran a “coste cero” en el pool de la electricidad.

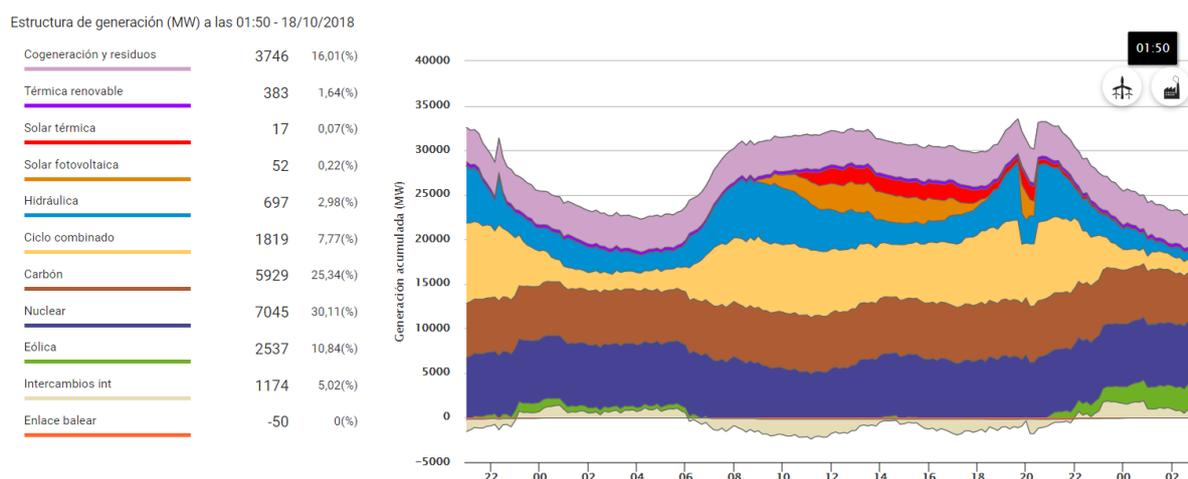


Ilustración 41: Estructura de generación de energía eléctrica el 17/10/2018. Fuente: <https://www.esios.ree.es>

En la imagen nº 41, se estudia el día 17/10/2018. Fue un día en el que apenas hubo energía eólica ni otro tipo de energías renovables por lo que el abastecimiento de la energía

eléctrica se solventó con el aumento del carbón principalmente. El precio OMIE medio casado en el mercado diario ese día fue de 72,08€/MWh y el precio final de mercado medio tras los diferentes mercados de ajuste fue de 77,27€/MWh. La curva de precios horarios se muestra en la ilustración nº 42.

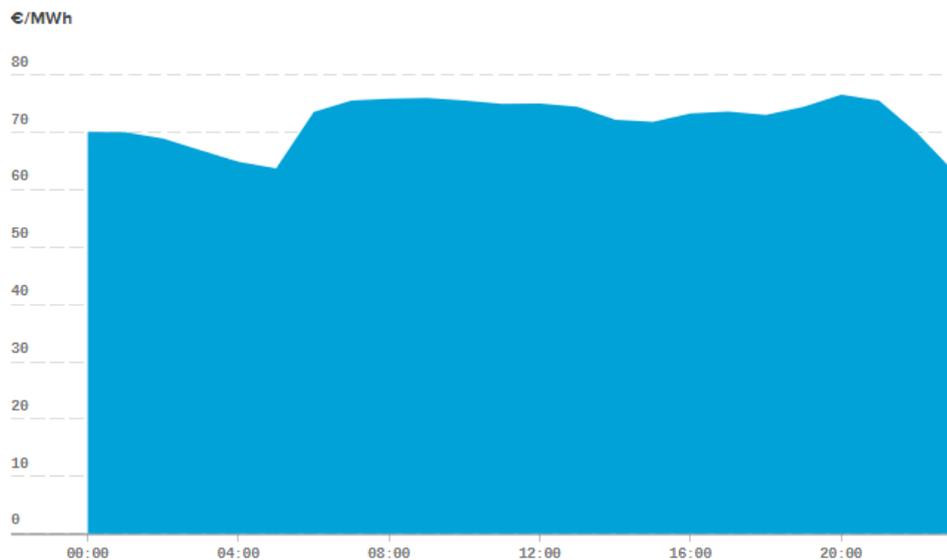


Ilustración 42: Gráfico del precio medio horario de mercado el 17/10/2018. Fuente: <https://www.esios.ree.es>



Ilustración 43: Gráfico del precio horario final de mercado el 17/10/2018. Fuente: <https://www.esios.ree.es>

Estructura de generación (MW) a las 13:40 - 29/10/2018

Cogeneración y residuos	3753	10,54(%)
Térmica renovable	384	1,08(%)
Solar térmica	1400	3,93(%)
Solar fotovoltaica	2766	7,77(%)
Ciclo combinado	3022	8,49(%)
Carbón	3610	10,14(%)
Nuclear	6048	16,98(%)
Eólica	13097	36,78(%)
Hidráulica	1529	4,29(%)
Intercambios int	-1345	0(%)
Enlace balear	-175	0(%)

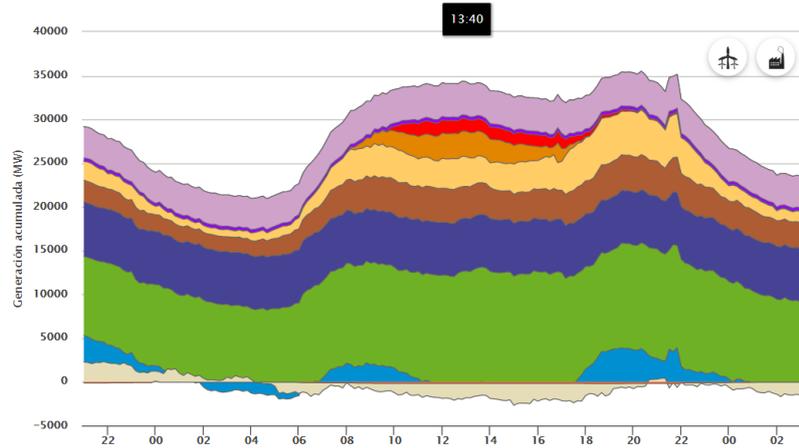


Ilustración 44: Estructura de generación de energía eléctrica el 17/10/2018.
<https://www.esios.ree.es>

En la imagen nº 44, se estudia el día 17/10/2018. Fue un día en el que apenas hubo energía eólica ni otro tipo de energías renovables por lo que el abastecimiento de la energía eléctrica se solventó principalmente con el aumento del carbón. El precio OMIE medio casado en el mercado diario ese día fue de 72,08 €/MWh y el precio final de mercado medio tras los diferentes mercados de ajuste fue de 77,27 €/MWh. La curva de precios horarios se muestra en la ilustración nº 45.

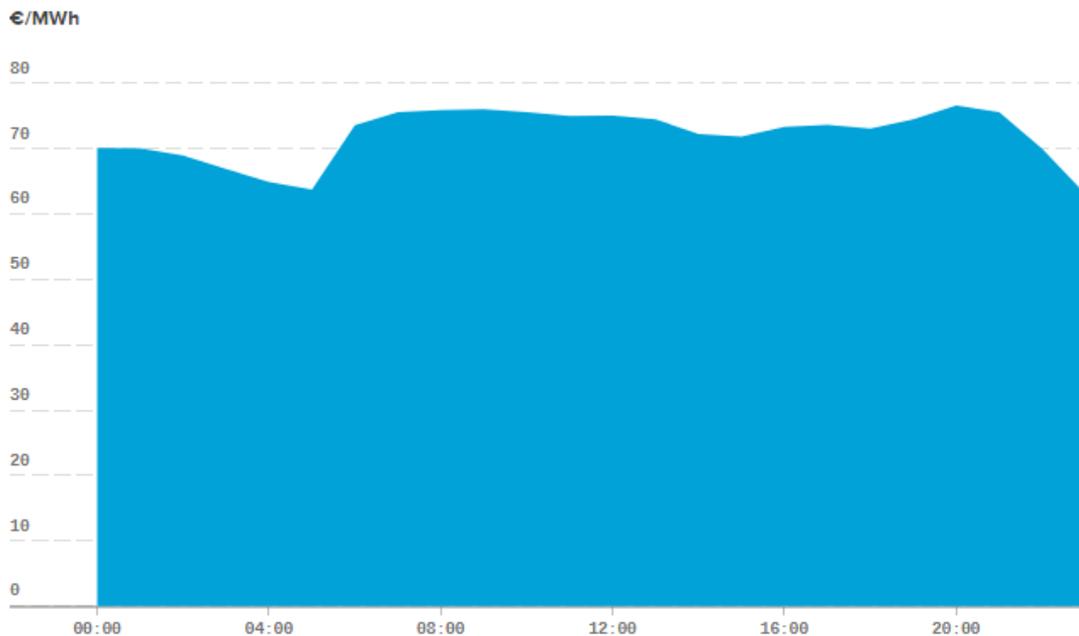


Ilustración 45: Gráfico del precio medio horario de mercado el 17/10/2018. Fuente:
<https://www.esios.ree.es>

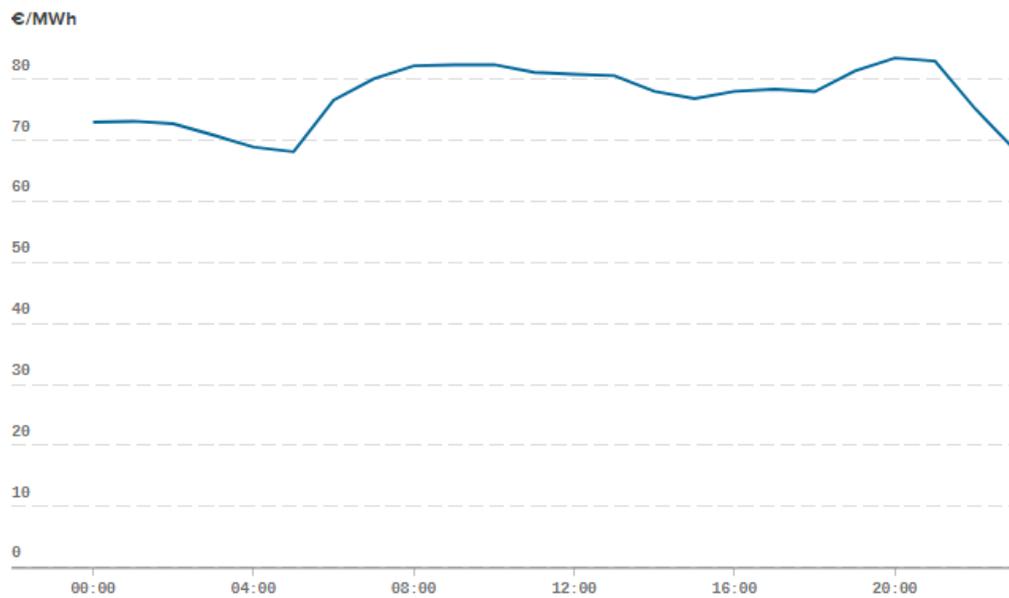


Ilustración 46: Gráfico del precio horario final de mercado el 17/10/2018. Fuente: <https://www.esios.ree.es>

Estructura de generación (MW) a las 13:40 - 29/10/2018

Cogeneración y residuos	3753	10,54(%)
Térmica renovable	384	1,08(%)
Solar térmica	1400	3,93(%)
Solar fotovoltaica	2766	7,77(%)
Ciclo combinado	3022	8,49(%)
Carbón	3610	10,14(%)
Nuclear	6048	16,98(%)
Eólica	13097	36,78(%)
Hidráulica	1529	4,29(%)
Intercambios int	-1345	0(%)
Enlace balear	-175	0(%)

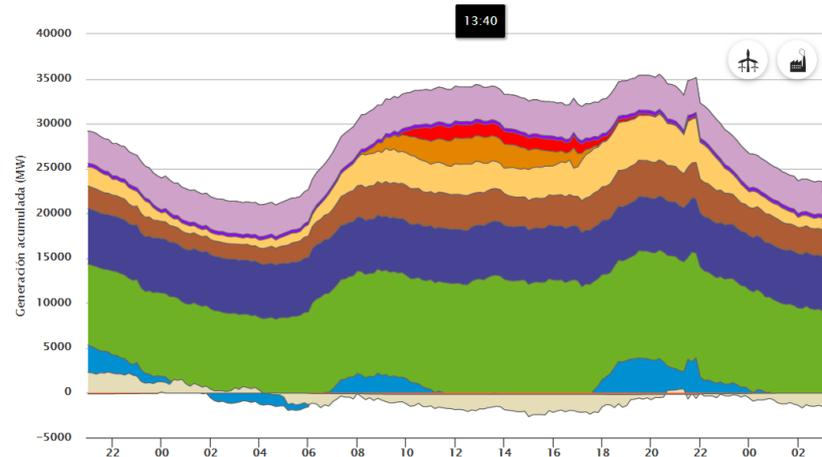


Ilustración 47: Estructura de generación de energía eléctrica el 29/10/2018. Fuente: <https://www.esios.ree.es>

Por otro lado, se ha cogido el día 29/10/2018. Se han buscado dos días cercanos en el tiempo para que los factores ajenos a la climatología no influyan en la comparativa, y las conclusiones se realicen estudiando exclusivamente los recursos naturales. Pues si se comparan días muy alejados en el tiempo pueden influir otras tendencias en el precio más allá de las previsiones climatológicas.

En este segundo caso se tiene un día con mucha energía eólica y en general mucha energía proveniente de sistemas renovables; la compensación y ajuste de producción demanda se realizó con una disminución de la energía eléctrica proveniente del carbón y mediante la exportación de energía a otros países a través de los denominados intercambios internacionales.

El precio medio del mercado diario para este día fue de 59,96 €/MWh mientras que el precio final de mercado 66,07 €/MWh. Estos valores son del orden de 11 €/MWh menores que los que se tenían para el 17/10/2018. Esto se debe, como ya se adelantó, a la gran cantidad de energía eólica y del resto de renovables existentes, lo que provoca un efecto de la disminución del precio OMIE y por tanto, una disminución en el precio final de compra de la energía eléctrica. Los gráficos tanto para el precio OMIE horario como para el precio final horario del día 29/10/2018 se muestran en las ilustraciones 48 y 49 en las que se puede comprobar como el precio en el segundo día estudiado es menor y por tanto se verifica todo lo comentado en este mismo apartado.

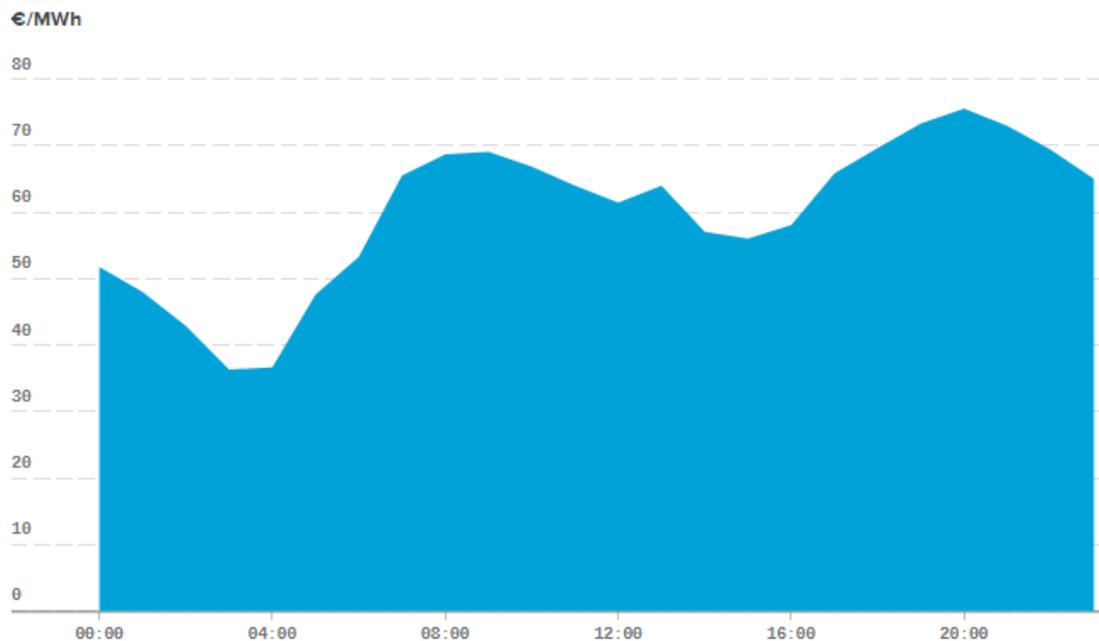


Ilustración 48: Gráfico del precio medio horario de mercado el 29/10/2018. Fuente: <https://www.esios.ree.es>

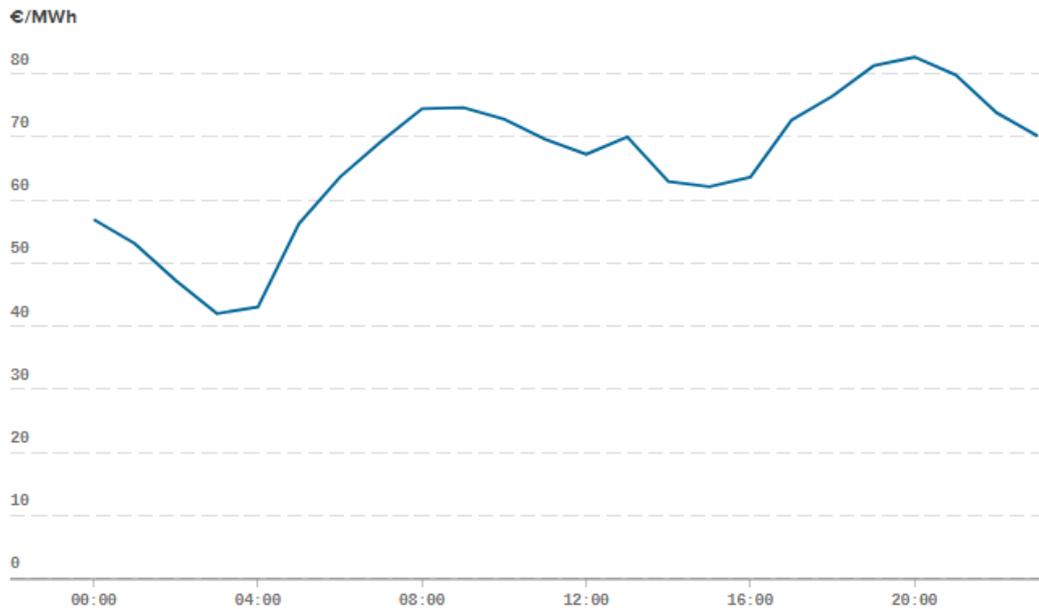


Ilustración 49: Gráfico del precio horario final de mercado el 17/10/2018. Fuente: <https://www.esios.ree.es>

Por último, se incluye un esquema a modo de resumen de los componentes de los que consta el Precio Final de Compra de la energía (PFC).

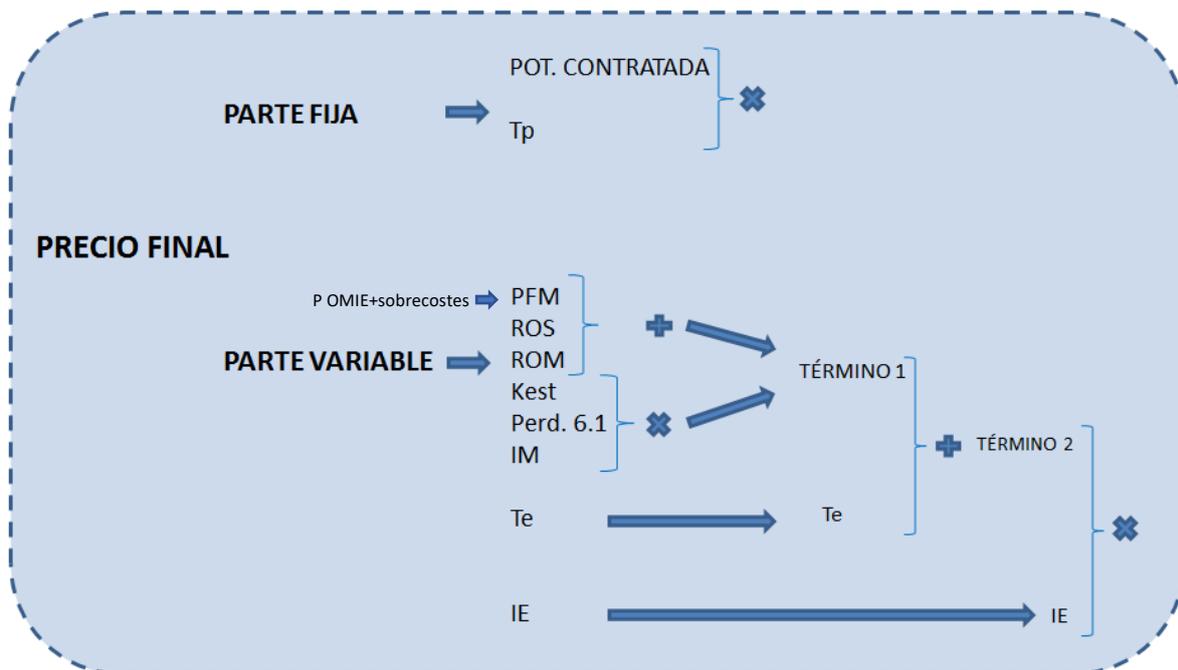


Ilustración 50: Esquema resumen del precio final de compra de la electricidad. Fuente: Elaboración propia

5. PROYECTO FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO

Hasta ahora se ha visto y analizado el funcionamiento actual de la fábrica (año 2018), con los consumos para diferentes intervalos de tiempo, los puntos singulares en los cuales el régimen de funcionamiento es diferente al nominal y las causas de las que derivan dichos momentos excepcionales. Por otra parte, se ha analizado la situación económica conociendo el cálculo del precio final de compra para cada hora del año y realizando una ponderación por la energía consumida. Con esto se ha calculado una factura de coste anual derivado del consumo de energía eléctrica.

A raíz de aquí subyace la idea de ahorro económico y se plantea como posibilidad, para disminuir el precio que se paga por la energía eléctrica, realizar un proyecto de una planta fotovoltaica; esto se realiza con el fin de, en un intervalo a corto plazo, obtener mejoras en el coste de la energía eléctrica. Para poder estudiar las diferentes posibilidades que se tienen a la hora de lanzar un proyecto fotovoltaico, es importante conocer al detalle en qué se basa un proyecto fotovoltaico de autoconsumo.

5.1 ¿QUÉ ES UN PROYECTO FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO?

El enfoque actual de un proyecto de inversión en energía fotovoltaica para el autoconsumo es diferente del que se tenía hasta el año 2014. Hasta entonces los proyectos fotovoltaicos consistían principalmente en huertos solares.

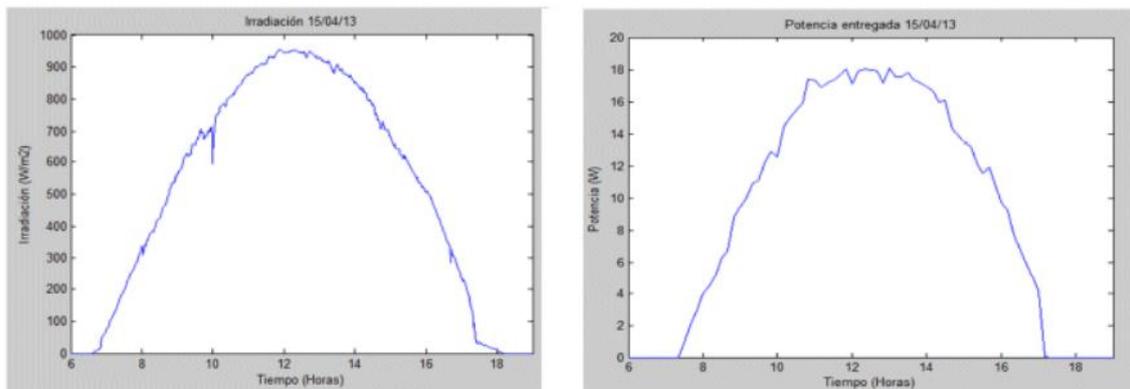
Un huerto solar es un proyecto fotovoltaico que, estructuralmente es casi idéntico a un proyecto destinado al autoconsumo, y el objetivo principal que tiene es producir energía eléctrica a través de los módulos fotovoltaicos para que esta sea vendida a la red. El precio al que se vende la energía a la red ya se ha visto en el apartado 4.4.4 y por ello, los ingresos y la rentabilidad que se obtiene de este tipo de proyectos no siempre es la misma a lo largo de la vida útil del proyecto (se recuerda que este se establece en función del pool eléctrico mediante una casación de libre mercado entre la oferta y la demanda).

Por otro lado, tal y como se prevé para el futuro a corto y medio plazo a partir del 2014, los proyectos fotovoltaicos que se realicen serán de carácter de autoconsumo.

Un proyecto de energía fotovoltaica de autoconsumo consiste en la instalación de módulos fotovoltaicos con sus respectivos aparatos de conexión y funcionamiento del

sistema (Los mismos de los que se habló en el apartado 3 para producir energía eléctrica a partir de la energía solar y utilizar esta energía para disminuir la energía que se adquiere a la Red Eléctrica. Es por ello que este tipo de proyectos son adecuados para grandes y medianas empresas, ya que se tratan de grandes consumidores de energía.

Quando existe energía solar, los paneles producen gran cantidad de energía eléctrica. La curva de generación de energía eléctrica no depende, como es lógico, de si es día laborable o de si es día festivo. Esta curva sigue un comportamiento aproximadamente cíclico, lo que es debido a la gran eficiencia de los paneles y a que dichos paneles son capaces de producir energía eléctrica desde irradiaciones solares de poco valor. La curva de generación de un módulo fotovoltaico se muestra en la ilustración nº 51. En la misma se han mostrado, para dos días diferentes (uno despejado y otro en el que aparecen nubes), las curvas de irradiación solar a lo largo de un día y las curvas de potencia eléctrica entrega por un módulo fotovoltaico a lo largo del mismo intervalo de tiempo. Se puede observar como ambas curvas son similares (la producción depende de la irradiación solar) y tienen un máximo en torno a las 12-13 horas. También se ve que hasta las 6 horas y a partir de las 18 horas la producción de una placa es nula y por ello en ese tiempo no se puede producir ningún tipo de autoconsumo.



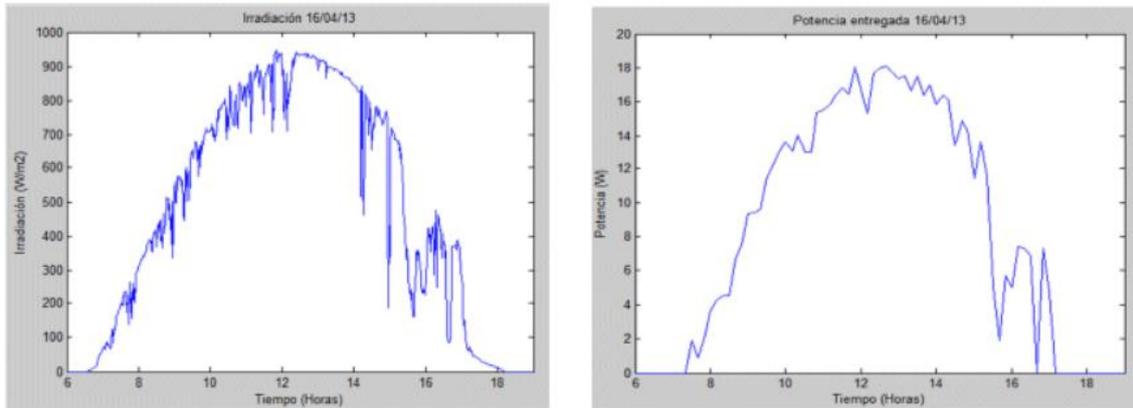


Ilustración 51: Curvas de irradiación (Izquierda) y potencia entregada por un módulo fotovoltaico (Derecha). Fuente: <http://www.scielo.org.bo>

Esta energía es energía “gratis” (entre comillas puesto que los proyectos fotovoltaicos requieren de una serie de costes tanto iniciales como anuales de operación y mantenimiento) que se aprovecha para cubrir la mayor parte posible del consumo propio. Se pueden dar dos situaciones.

La primera situación es que el consumo sea mayor que la producción fotovoltaica. En este caso, toda la energía que se produzca en los módulos fotovoltaicos es utilizada para el autoconsumo. Es decir, que toda la energía producida es energía que no se compra a la red. Esto no implica que toda la energía que se consuma sea renovable, puesto que generalmente la potencia entregada por los módulos fotovoltaicos es menor que la energía consumida por la fábrica.

La segunda situación consiste en que la energía producida por las placas fotovoltaicas sea mayor que la energía consumida, bien sea por el dimensionamiento de las placas o bien porque existan periodos de inactividad en la fábrica debido a mantenimiento u otras causas. En este caso se vierte el excedente de energía eléctrica a la red. El precio al que se vende esta energía excedente será la misma que si de un huerto solar se tratase, es decir, se vende al precio OMIE menos los peajes de generación que correspondan. En la ilustración nº 52 se ha representado un caso en el que la fábrica tiene una disminución del consumo durante los fines de semana y por ello existe un excedente de energía producida por las placas fotovoltaicas; este excedente de energía, 85%, se vierte a la red eléctrica. Sin embargo, durante el periodo laboral, lunes-viernes, la demanda de consumo es superior a la

energía producida por las placas; en este caso toda la energía producida en los módulos FV es auto-consumida y el resto de la energía eléctrica necesaria se compra a la red eléctrica.

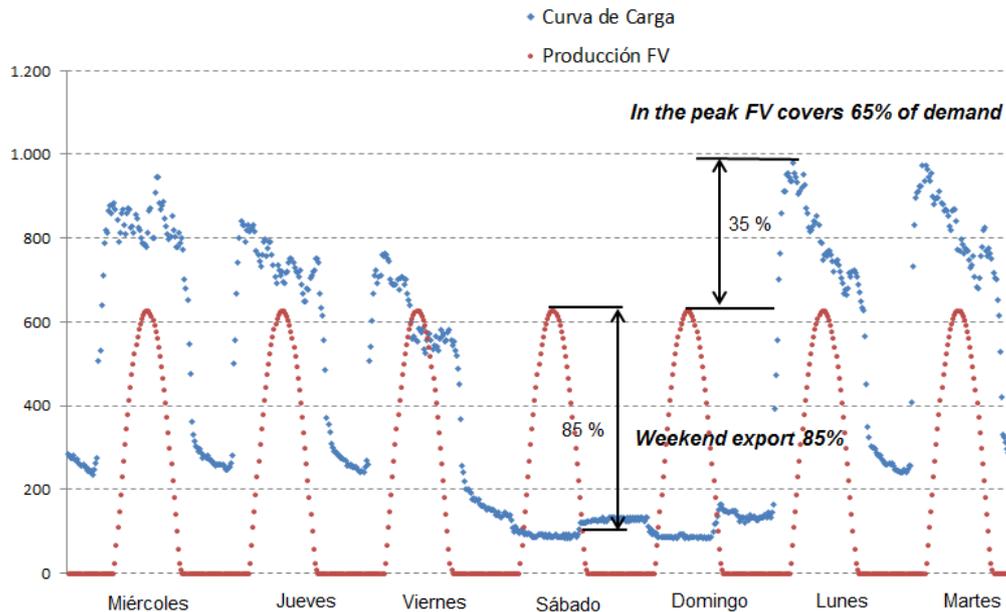


Ilustración 52: Esquema de cobertura del autoconsumo. Fuente: Elaboración propia

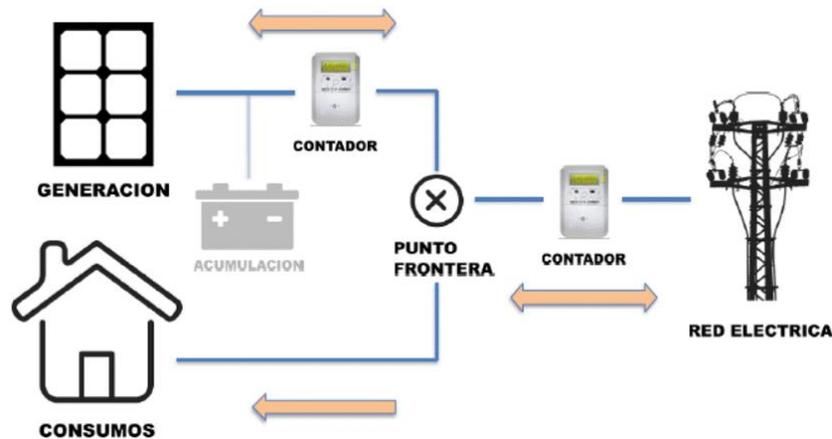


Ilustración 53: Esquema de una instalación de una planta fotovoltaica para el autoconsumo. Fuente: <https://www.quetzalingeneria.es>

6. ¿POR QUÉ INVERTIR EN UN PROYECTO FV DE AUTOCONSUMO?

Cuando se habla de un proyecto de autoconsumo se ha de estudiar en profundidad en qué consiste precisamente un proyecto de este tipo. Esto es debido a que se debe asegurar que a la hora de invertir o negociar con algún agente una inversión, que ésta va a

ser beneficiosa en relación a la situación que se tenga en la actualidad y en relación a las diferentes alternativas que se puedan plantear. El estudio económico de un proyecto permite tanto la negociación con las diferentes partes que intervienen en dicho proyecto, como la ventaja de conocer la flexibilidad en la cual el proyecto deja de ser rentable y el riesgo que supone invertir en dicho proyecto. En el caso de la energía fotovoltaica, se pueden encontrar inversores a nivel de usuario (que son los que instalan plantas fotovoltaicas de potencias instaladas reducidas) o bien grandes inversores (son un grupo reducido y se encargan de proyectos a gran escala enfocados en las diferentes posibilidades que se enuncian en el siguiente punto). Como se vio en el apartado 3.9 , el auge de la energía fotovoltaica ha sido progresivo a lo largo del siglo XXI. Sin embargo, las perspectivas para los años 2025 y 2030 son muy ambiciosas y van a potenciar de manera muy acelerada la instalación de potencia en forma de energía fotovoltaica. Ahora bien, una vez se ha introducido la importancia del estudio económico de la inversión fotovoltaica, se va a profundizar sobre ello.

6.1 PRINCIPALES POSIBILIDADES DE INVERSIÓN FV

La primera de las opciones que se plantea cualquier inversor consiste en si es más rentable depositar un dinero en un proyecto, o meterlo en un banco o bonos del estado la cual va a garantizar un beneficio seguro, aunque de poca magnitud.

Un bono del estado es un bono que emite un país como medio de financiación. La emisión y compra de un bono del estado por parte de una empresa o particular consiste en comprar deuda del estado, a cambio se sabe que esta deuda que se comprando va a generar unos beneficios en forma de intereses, que es el dinero que el comprador de la deuda habrá ganado cuando venza el contrato que se contraiga. La modalidad de pago es de renta fija, es decir, si se compra un bono a un interés fijo durante x años, durante esos años el comprador va a recibir solamente el interés generado por esa compra de deuda. Los intereses que recibe el inversor se denominan cupones. Por otro lado, al final de la fecha de vencimiento del contrato, el cliente recuperará exactamente la cantidad invertida, estando inhabilitada la posibilidad de extraer el dinero antes del intervalo de tiempo que se establezca en la compra del bono. (“Bono del estado - Definición, qué es y concepto | Economipedia,” n.d.)

Un huerto solar es un terreno de grandes dimensiones en el cual se construye un sistema de producción de energía eléctrica a través de la tecnología FV (módulos fotovoltaicos); la energía eléctrica que se produce se vende íntegramente a la Red Eléctrica y es retribuida al precio del pool eléctrico para cada hora de producción. Este precio es aminorado por las tasas y los peajes de generación que se tienen que pagar. Una imagen de un huerto solar típico es el que se muestra en la ilustración nº 54. (“¿Qué es y cómo funciona un parque de energía solar fotovoltaico? – SGK-Planet de Sandor Alejandro Gerendas-Kiss,” n.d.)



Ilustración 54: Huerto solar en Rodnikovoye, Ucrania. Fuente: <https://es.wikipedia.org>

Un proyecto FV con carácter de autoconsumo es otro tipo de proyecto renovable que tiene un enfoque empresarial y económico diferente a lo que se ha visto para un huerto solar.

En un proyecto FV de autoconsumo se busca obtener una mejora en la venta de la red respecto a lo que se obtiene con la forma clásica de explotación FV como son las instalaciones conocidas como huertos solares. La base de los proyectos destinados al autoconsumo reside en conseguir que la energía producida por la planta fotovoltaica suponga un ahorro respecto a la compra de energía a la red.

En el proyecto presente existen dos agentes que participan en el proyecto de autoconsumo.

Por un lado, se encuentra el llamado **inversor** del proyecto. Este inversor es una empresa privada especializada en la instalación y explotación en este tipo de proyecto, en

este caso fotovoltaico. El cometido y responsabilidad de la empresa inversora es el de hacerse cargo de los costes relacionados con la inversión inicial (instalación y proceso de construcción con sus correspondientes permisos e impuestos); además se hace cargo de los costes debidos a la operación de la planta, lo que comúnmente son denominados costes de operación OPEX. Por todo esto, el inversor se elige como el propietario de la instalación fotovoltaica por el periodo estimado en el contrato y con las condiciones que se negocien en dicho contrato, que generalmente son que el inversor es considerado como el propietario de la planta hasta que recupere una rentabilidad estipulada. Una vez se haya alcanzado el objetivo previsto, se hace un traspaso de poder y por tanto, la empresa consumidora (en este caso Solvay) pasa a ser el propietario y asumir los costes de la planta.

Lo que busca el inversor con este tipo de proyectos es obtener una rentabilidad anual sobre el capital inicial invertido y amortizarlo en un intervalo de tiempo concreto. Para asegurar una seguridad en el proyecto de inversión se crea el modelo de negociación pertinente por parte del otro agente que interviene en el proyecto, el **consumidor**.

Con este modelo de negocio el consumidor lo que persigue es asegurarse un descuento en la factura del consumo eléctrico en base a comprar la electricidad generada por el inversor con un cierto descuento sobre el precio que pagaría si se lo compra a la red eléctrica.

6.2 ESTRUCTURA ECONÓMICA DEL PROYECTO FV DE AUTOCONSUMO

Para la decisión de invertir en un proyecto FV de autoconsumo con el esquema de organización en el que co-existen un inversor y un consumidor de energía, es importante conocer el modelo económico que se va a llevar a cabo para, posteriormente, destacar los motivos por los cuales es beneficioso este tipo de proyectos frente a un huerto solar o a invertir el dinero en el banco.

La estructura económica que se propone es lo que se conoce como estructura PPA por sus siglas en inglés (Power Purchase Agreement). El PPA consiste en la fijación de un precio fijo de venta de la energía para un intervalo de tiempo durante el cual toda la energía que se compre y venda será con las condiciones acordadas en dicho precio PPA. Para el caso de este proyecto y puesto que como se sabe, el precio de la energía depende del pool

eléctrico y por tanto no es fijo, el acuerdo que se va a llevar para la venta de energía por parte del inversor se divide en dos partes.

Por un lado se tiene la energía autoconsumida por el cliente en el año N. Éste se va a fijar como el precio medio OMIE ponderador por energía autoconsumida para el año N-1, multiplicado por el descuento acordado entre el inversor y el cliente (consumidor de energía). Este es el denominado PPA y su fórmula se muestra a continuación:

$$PPA = \sum_{1h=1}^{8760} \frac{[Ea_h \times PFC_h]}{Ea_h} \times \text{descuento } (X\%)$$

Fórmula 6: Precio PPA para la energía autoconsumida en el año N. Fuente: Elaboración propia

- Ea_h representa la energía horaria autoconsumida en el año N-1
- PFC_h representa el precio final de compra horario de la energía en el año N-1

Por otro lado se tiene el precio de la energía que el inversor y propietario de la planta FV vierte a la red eléctrica y recibe por ello un montante económico. El precio al que se vende la energía a la red en el año N equivale al precio del mercado diario para cada hora del año N, menos unas tasas y unos peajes de generación que aminoran el precio de venta de esta energía. El precio de la venta a la red se estima en un 92% aproximadamente del precio del mercado diario (1% de disminución por tasas y un 7% por los peajes de generación).

$$\text{Precio venta excedentes a la red} = \sum_{1h=1}^{8760} \text{Precio omie}_h - \text{tasas} - \text{peaje generación}$$

Fórmula 7: Precio de venta de la energía excedentaria a la red eléctrica. Fuente: Elaboración propia

6.3 BENEFICIOS ECONÓMICOS PARA EL INVERSOR

Desde el punto de vista del inversor el proyecto es interesante porque consigue vender más de un 60% de la energía producida por las placas a un precio superior (alrededor de un 30%) que si se lo vende a la red eléctrica. Por tanto, el retorno económico va a

producirse en menos tiempo sobre si las placas funcionan como un huerto solar y se puede negociar un TIR más elevado.

6.4 BENEFICIOS ECONÓMICOS PARA EL CONSUMIDOR

Desde el punto de vista del consumidor de electricidad, este proyecto es atractivo dado que el propio cliente realiza una inversión de capital nula y recibe un descuento en la factura de la luz respecto de lo que paga anualmente por la compra de la energía eléctrica a la red. Por tanto se trata de un proyecto sin riesgo económico para el consumidor.

7. ESTUDIO DEL CONSUMIDOR SIN PLACAS FV

En este punto que se trata a continuación, se va a realizar un análisis de la situación actual de la fábrica, es decir, se va a plantear un estudio de la energía que se consume en la fábrica con carácter horario y el precio que se paga por la compra de esa energía a la red eléctrica. Se comentará los aspectos relevantes de la curva de carga, como son los puntos de mayor y menor demanda anual, así como los periodos en los que se dan estos.

Para el estudio del estado actual de la fábrica se ha creado una hoja de cálculo en la que se han colocado los campos que se van a necesitar más adelante para el estudio económico de la planta con y sin placas fotovoltaicas. En la hoja de cálculo se van a incluir las columnas que se muestran en la imagen nº 55.

<i>Día/Hora</i>	<i>Número Mes</i>	<i>Período</i>	<i>CONSUMO SLV kWh</i>	<i>OMIE €/MWh</i>	<i>PFMh €/MWh</i>	<i>Kest</i>	<i>Kest*perd 6.1</i>	<i>TE ATR 6.1 €/MWh</i>	<i>PFCh €/MWh</i>
01/01/2018 0:00	1	6	27	6,74	20,76	2	0,108	2,137	25,67
01/01/2018 1:00	1	6	26	4,74	19,02	2	0,108	2,137	23,71
01/01/2018 2:00	1	6	28	3,66	17,9	2	0,108	2,137	22,45
01/01/2018 3:00	1	6	28	2,3	20,88	2	0,108	2,137	25,80

Ilustración 55: Tabla excel base para analizar la situación de la fábrica antes de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

La función de cada columna:

- Dia/Hora: se va a poner cada hora del año que se quiera analizar, por tanto se tienen 8760 columnas.
- Periodo: se rellenará con el periodo tarifario, que se recuerda están discriminados de forma horaria.
- Consumo SLV ult. 12 meses (kWh): se introducen los consumos horarios para cada hora del año a estudiar. Estos consumos se han obtenido de un contador que se tiene en la fábrica.
- OMIE (€/MWh): se completa con los precios OMIE para cada hora del año a analizar. Este precio se puede obtener de diferentes fuentes posibles. En este caso se ha obtenido de la CNMC.
- PFM (€/MWh): se rellena con el precio final de mercado (PFM) para cada hora del año. Este precio se obtiene de la CNMC sin necesidad de ser calculado mediante fórmulas
- Kest: se introduce el Kest para cada hora del año, dicho término ya se explicó en detalle el apartado 4.4.3 y representa a un coeficiente de mayoración debido a las pérdidas que se dan en el proceso de entrega de la energía eléctrica. Este valor se obtiene de la página de la Red Eléctrica de España y por tanto no requiere de ningún cálculo.
- Kest*perd 6.1: Es un coeficiente que multiplica las pérdidas para las fábricas 6.1 (La clasificación se hace en función de la potencia instalada) que se exponen en el BOE por el coeficiente Kest. Las pérdidas que se tienen publicadas en el BOE para las fábricas englobadas dentro de la clasificación 6.1 en el 2018 son las siguientes:

PERIODOS	Perd 6.1 BOE (%)
P1	0,068
P2	0,066
P3	0,065
P4	0,063
P5	0,063
P6	0,054

Ilustración 56: Pérdidas 6.1 discriminadas por periodos horarios. Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de <https://www.boe.es>

- TE ATR 6.1 (€/MWh): Representa el término de energía, un término impuesto por el BOE que establece un precio fijo que se paga por energía en función de la energía consumida. A este precio habrá que sumarle los términos que ya se han visto cuando se habló de la fórmula del precio final de compra de la energía eléctrica. Para el 2018 los valores que se tienen son los siguientes:

PERIODOS	TE ATR 6.1 BOE €/MWh
P1	26,674
P2	19,921
P3	10,615
P4	5,283
P5	3,411
P6	2,137

Ilustración 57: Tarifa energética según discriminación por periodos horarios. Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de <https://www.boe.es>

- PFC: se corresponde con el precio final de compra de la energía eléctrica y se obtiene con la fórmula que ya se expuso en el apartado 4.4.4 Para ello, se necesitan saber los valores del impuesto municipal, las retribuciones del operador de sistema y el operador de mercado. Estos valores se muestran en la tabla nº 3.

PRECIO REFERENCIA COMPRA	
ROPM	0,03357 €/MWh
ROPS	0,12772 €/MWh
Impuesto Municipal (%)	1,50%

Tabla 3: Valores de la retribución del operador de mercado, operador del sistema y el impuesto municipal. Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de <https://www.boe.es>

Una vez se ha explicado cómo se va a funcionar para el estudio de la situación de la fábrica en la actualidad, se pasa a estudiar la curva de carga de la fábrica en distintos intervalos de tiempo y momento del año.

7.1 ESTUDIO DE LA CURVA DE CARGA HORARIA DE LA FÁBRICA SLV

El estudio de la curva de carga permite conocer con detalle los periodos en los que mayor consumo hay, relacionarlo con los periodos horarios y con el precio que se paga por dichos consumos. Con ello también se puede comparar la diferencia de precio que se paga en un día laborable respecto de un día festivo, en el cual hay menor carga de trabajo, y analizar posibles mejoras en la forma de la curva de carga para que los consumos produzcan el menor coste posible para la fábrica. Se van a analizar curvas de carga diarias, semanales y mensuales, y se va a realizar una comparativa entre diferentes momentos del año. En el excel mostrado en la figura nº 58 se van a rellenar todos los valores de la curva de carga horaria anual, para posteriormente extraer en las tablas que se muestran en los apartados 7.1.1-7.1.3 y analizar las gráficas correspondientes.

Día/Hora	Período	Día semana	Energía horaria (kWh)
15/01/2018 0:00	6	L	1.416

Ilustración 58: Tabla de análisis de las diferentes curvas de carga. Fuente: Elaboración propia

7.1.1 Curva de carga diaria

Para analizar la curva de carga diaria se han tomado cuatro días laborables repartidos en función de cada estación del año (invierno, primavera, verano y otoño). Por otro lado, y para analizar también el comportamiento diario para un fin de semana, se han tomado días de dos meses diferentes, lo que permite contemplar si siguen el mismo patrón de curva o difieren. En el caso de que las curvas de carga en fines de semana fueran muy dispares, y para obtener conclusiones de mayor fiabilidad, se pasarían a estudiar otros dos días.

Día 15 de Enero de 2018 (lunes):

Día/Hora	Período	Día semana	Energía horaria (kWh)
15/01/2018 0:00	6	L	1416
15/01/2018 1:00	6	L	1406
15/01/2018 2:00	6	L	1413
15/01/2018 3:00	6	L	1420
15/01/2018 4:00	6	L	1412
15/01/2018 5:00	6	L	1388
15/01/2018 6:00	6	L	1411
15/01/2018 7:00	6	L	1423

Día/Hora	Período	Día semana	Energía horaria (kWh)
15/01/2018 8:00	2	L	1.435
15/01/2018 9:00	2	L	1.433
15/01/2018 10:00	1	L	1.429
15/01/2018 11:00	1	L	1.438
15/01/2018 12:00	1	L	1.437
15/01/2018 13:00	2	L	1.286
15/01/2018 14:00	2	L	1.405
15/01/2018 15:00	2	L	1.416
15/01/2018 16:00	2	L	1.410
15/01/2018 17:00	2	L	1.406
15/01/2018 18:00	1	L	1.385
15/01/2018 19:00	1	L	1.384
15/01/2018 20:00	1	L	1.384
15/01/2018 21:00	2	L	1.387
15/01/2018 22:00	2	L	1.392
15/01/2018 23:00	2	L	1.395
Total			33.711

Ilustración 59: Tabla de la curva de carga del día 15/01/2018. Fuente: Elaboración propia

En la tabla se ve como existen 3 intervalos de periodos horarios diferentes (periodos 1, 2 y 6), los cuales se ponderarán por diferente precio de la energía; por otro lado se tiene que la energía total consumida para este día es de 33.711 kWh.

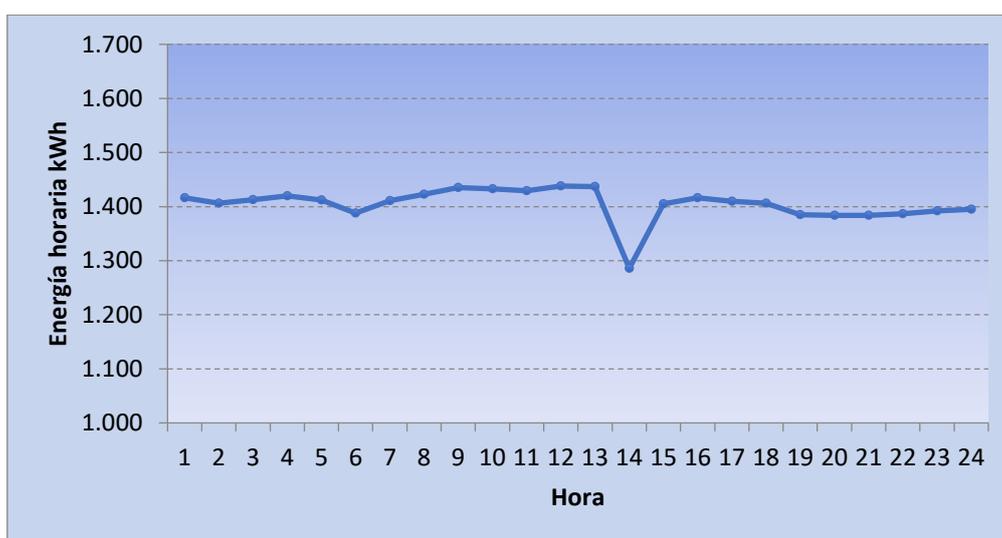


Ilustración 60: Curva de carga del día 15/01/2018. Fuente: Elaboración propia

Se observa como la curva de demanda se mantiene prácticamente constante durante todo el día, en torno a un valor en torno a 1.400 kWh, produciéndose sobre las 14:00 horas un decremento de la demanda hasta los 1.286 kWh.

Día 16 de Abril de 2018 (lunes):

Día/Hora	Período	Día semana	Energía horaria (kWh)
16/04/2018 0:00	6	L	1.467
16/04/2018 1:00	6	L	1.457
16/04/2018 2:00	6	L	1.453
16/04/2018 3:00	6	L	1.467
16/04/2018 4:00	6	L	1.436
16/04/2018 5:00	6	L	1.462
16/04/2018 6:00	6	L	1.422
16/04/2018 7:00	6	L	1.422
16/04/2018 8:00	5	L	1.418
16/04/2018 9:00	5	L	1.420
16/04/2018 10:00	5	L	1.408
16/04/2018 11:00	5	L	1.434
16/04/2018 12:00	5	L	1.411
16/04/2018 13:00	5	L	1.427
16/04/2018 14:00	5	L	1.435
16/04/2018 15:00	5	L	1.442
16/04/2018 16:00	5	L	1.466
16/04/2018 17:00	5	L	1.443
16/04/2018 18:00	5	L	1.436
16/04/2018 19:00	5	L	1.425
16/04/2018 20:00	5	L	1.422
16/04/2018 21:00	5	L	1.426
16/04/2018 22:00	5	L	1.435
16/04/2018 23:00	5	L	1.430
Total			34.464

Ilustración 61: Tabla de la curva de carga del día 16/04/2018. Fuente: Elaboración propia

En el mes de Abril, los periodos horarios son 5 y 6 y la energía que se demanda es ligeramente superior a la que se tiene el día de Enero estudiado, alcanzando los 34.464 kWh, una diferencia no destacable (un 2,23% superior).

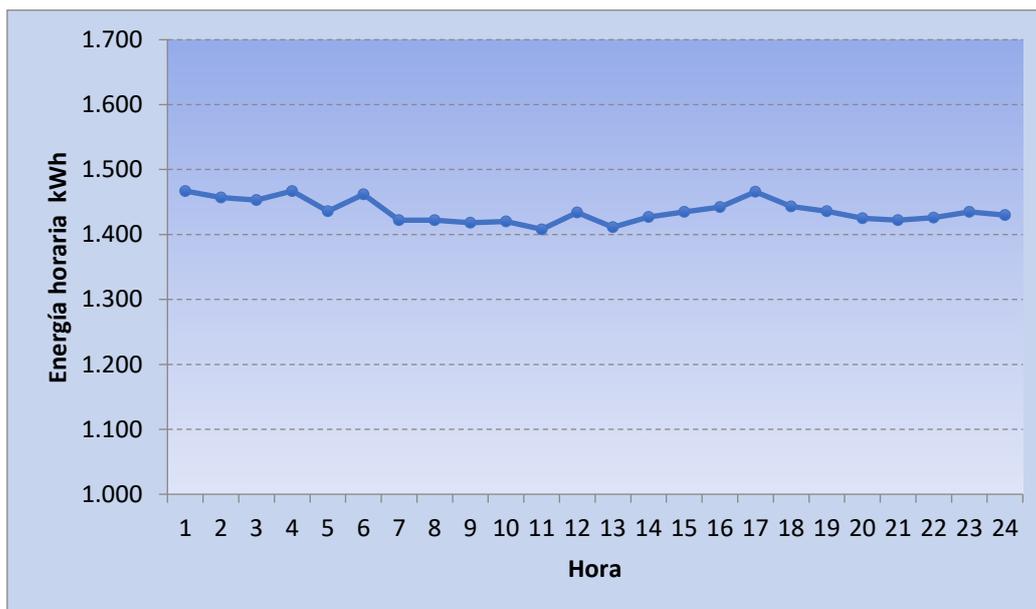


Ilustración 62: Curva de carga del día 16/04/2018. Fuente: Elaboración propia

En este caso la curva de carga para el día que se muestra en la imagen nº 62 es muy constante, sin ningún punto singular en ninguna hora del día, por lo que se entiende que la producción durante todo el día es prácticamente la misma.

Día 04 de Junio de 2018 (lunes):

Día/Hora	Período	Día semana	Energía horaria (kWh)
04/06/2018 0:00	6	L	1.578
04/06/2018 1:00	6	L	1.550
04/06/2018 2:00	6	L	1.490
04/06/2018 3:00	6	L	1.496
04/06/2018 4:00	6	L	1.497
04/06/2018 5:00	6	L	1.537
04/06/2018 6:00	6	L	1.538
04/06/2018 7:00	6	L	1.544
04/06/2018 8:00	4	L	1.549
04/06/2018 9:00	3	L	1.552
04/06/2018 10:00	3	L	1.303
04/06/2018 11:00	3	L	1.231
04/06/2018 12:00	3	L	1.229
04/06/2018 13:00	3	L	1.220
04/06/2018 14:00	3	L	1.088
04/06/2018 15:00	4	L	1.202
04/06/2018 16:00	4	L	1.374
04/06/2018 17:00	4	L	1.514
04/06/2018 18:00	4	L	1.525

Día/Hora	Período	Día semana	Energía horaria (kWh)
04/06/2018 19:00	4	L	1.535
04/06/2018 20:00	4	L	1.535
04/06/2018 21:00	4	L	1.549
04/06/2018 22:00	4	L	1.528
04/06/2018 23:00	4	L	1.501
Total			34.665

Ilustración 63: Tabla de la curva de carga del día 04/06/2018. Fuente: Elaboración propia.

En esta ocasión hay unos periodos horarios del tipo 3, 4 y 6. Es en el periodo 3 en el que más cuesta la energía consumida, por tanto se verá si existe una coherencia de consumo y son las horas donde menor energía se demanda. En la tabla se observa que de las 10 hasta las 15 horas se produce la menor demanda que existe en el día. Esto se corresponde prácticamente con los periodos en los que más cuesta la energía, aunque las 15 horas ya es periodo horario 4. Este es un aspecto que se analizará al final de este proyecto, de cara a unas posibles mejoras en la distribución de la demanda. La demanda total diaria en este caso resulta casi idéntica a la que se tenía en Abril, por lo que se puede pensar en este intervalo de valores como los valores medios diarios. Si bien el perfil de la demanda es diferente al del caso anterior, el consumo diario es de 34.665 kWh, similar al de los días anteriormente analizados.

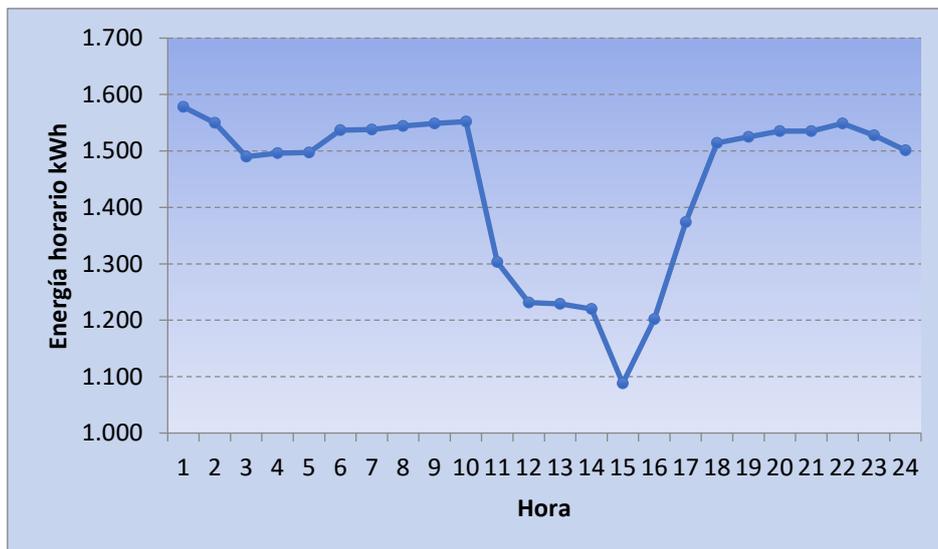


Ilustración 64: Curva de carga del día 04/06/2018. Fuente: Elaboración propia

En la gráfica tal y como se ha avanzado en el párrafo anterior, se observa cómo la demanda de energía disminuye considerablemente en las horas centrales del día, que son las horas con mayor precio por tarifa energética (Te).

Día 15 de Octubre de 2018 (lunes):

Día/Hora	Período	Día semana	Energía horaria (kWh)
15/10/2018 0:00	6	L	1.481
15/10/2018 1:00	6	L	1.495
15/10/2018 2:00	6	L	1.507
15/10/2018 3:00	6	L	1.514
15/10/2018 4:00	6	L	1.497
15/10/2018 5:00	6	L	1.495
15/10/2018 6:00	6	L	1.400
15/10/2018 7:00	6	L	1.152
15/10/2018 8:00	5	L	1.142
15/10/2018 9:00	5	L	1.137
15/10/2018 10:00	5	L	1.135
15/10/2018 11:00	5	L	1.122
15/10/2018 12:00	5	L	1.279
15/10/2018 13:00	5	L	1.465
15/10/2018 14:00	5	L	1.457
15/10/2018 15:00	5	L	1.467
15/10/2018 16:00	5	L	1.462
15/10/2018 17:00	5	L	1.462
15/10/2018 18:00	5	L	1.477
15/10/2018 19:00	5	L	1.486
15/10/2018 20:00	5	L	1.460
15/10/2018 21:00	5	L	1.229
15/10/2018 22:00	5	L	1.139
15/10/2018 23:00	5	L	1.133
Total			32.593

Ilustración 65: Tabla de la curva de carga del día 15/10/2018. Fuente: Elaboración propia

En este caso los periodos que se tienen son 5 y 6, por lo tanto en este tipo de días no es tan concluyente el hecho de consumir en las horas centrales del día como en las horas finales del día. Solamente se obtiene una ventaja de precio en el caso de consumir en las horas con periodo 6, pero esto a priori en este caso parece difícil de modificar puesto que se está viendo como la demanda horaria no sube de unos límites que rondan los 1.600 kWh de máxima, por lo que pensar en consumir más en esas franjas horarias parece dificultoso.

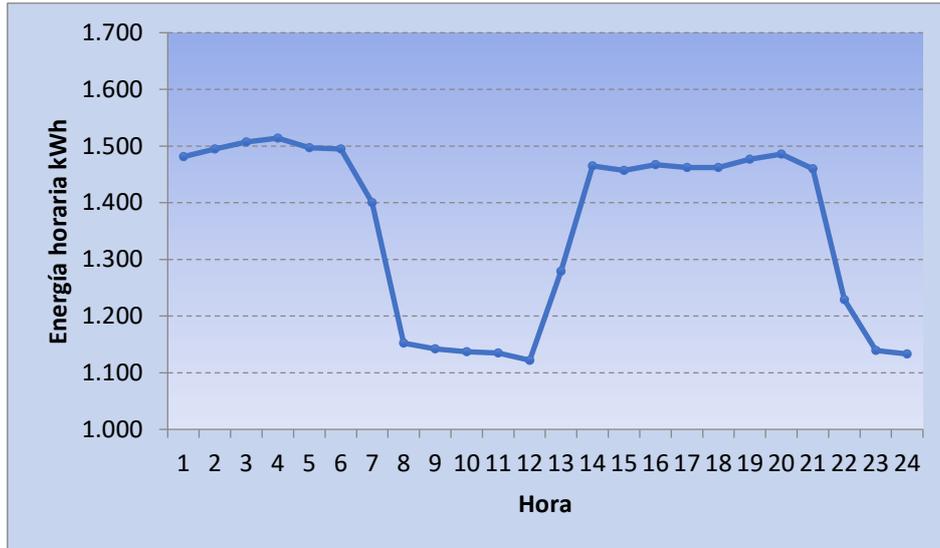
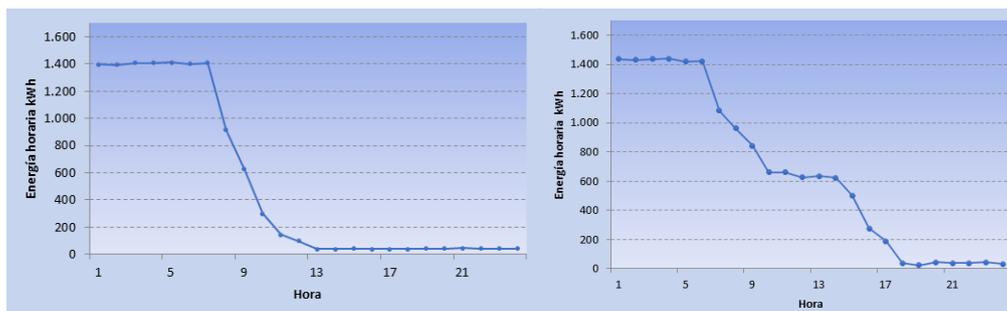
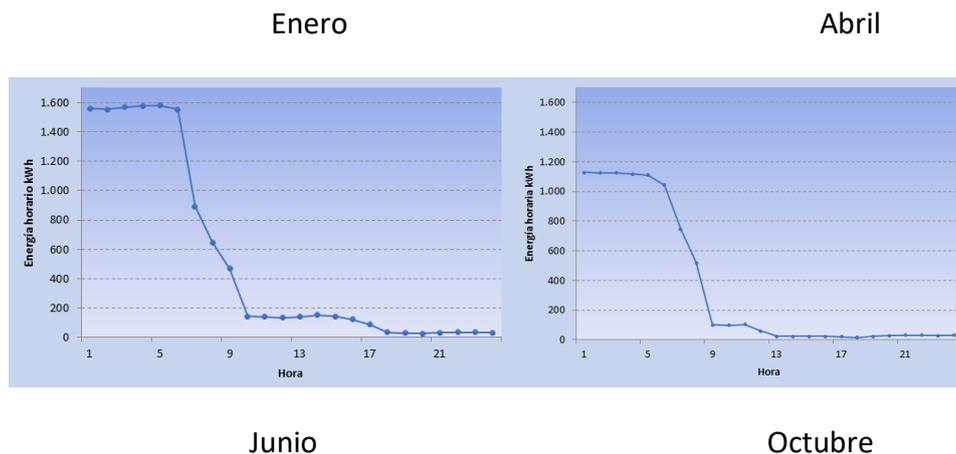


Ilustración 66: Curva de carga del día 15/10 /2018. Fuente: Elaboración propia

En este caso se observa que la demanda cayó un poco antes que en el resto de días estudiados, pero esta caída se sitúa cerca de las horas centrales del día. Casualmente el mínimo de demanda diario se situó a las 12 horas. En este día, a diferencia del resto de días estudiados, existe mayor variabilidad entre las horas de mayor demanda y las que menos consumo existe. Esto puede deberse a alguna parada en alguna máquina o a algún tiempo de mantenimiento en alguna zona.

En la figura nº 67 se incluyen las demandas horarias de los martes que siguen a los lunes analizados. En la figura se puede observar como las demandas de estos días decae a partir de las 6 de la mañana, y durante el resto de días el consumo eléctrico es casi nulo. Este hecho significa que la producción cesa los martes debido a parones por mantenimiento en las líneas de producción de la fábrica. Esto se comprueba en el siguiente apartado, en el que se analizan las curvas de carga semanales.





*Ilustración 67: Curvas de carga de los días 16 de Enero, 17 de Abril, 5 de Junio y 16 Octubre.
Fuente: Elaboración propia*

Para analizar la curva de carga de un día de fin de semana se han utilizado una de las semanas en las que se ha analizado un día entre semana para así evitar las mínimas variabilidades que pueden darse por motivos externos a lo que supone el régimen nominal de trabajo. Por ello se opta por analizar el día 09/06/2018 que corresponde al sábado de la semana analizada para el 04/06/2018.

Día/Hora	Período	Día semana	Energía horaria (kWh)
09/06/2018 0:00	6	S	1.565
09/06/2018 1:00	6	S	1.553
09/06/2018 2:00	6	S	1.554
09/06/2018 3:00	6	S	1.557
09/06/2018 4:00	6	S	1.559
09/06/2018 5:00	6	S	1.566
09/06/2018 6:00	6	S	1.521
09/06/2018 7:00	6	S	1.502
09/06/2018 8:00	6	S	1.542
09/06/2018 9:00	6	S	1.533
09/06/2018 10:00	6	S	1.561
09/06/2018 11:00	6	S	1.561
09/06/2018 12:00	6	S	1.535
09/06/2018 13:00	6	S	1.550
09/06/2018 14:00	6	S	1.546
09/06/2018 15:00	6	S	1.551
09/06/2018 16:00	6	S	1.498
09/06/2018 17:00	6	S	1.531
09/06/2018 18:00	6	S	1.545
09/06/2018 19:00	6	S	1.535

Día/Hora	Período	Día semana	Energía horaria (kWh)
09/06/2018 20:00	6	S	1.353
09/06/2018 21:00	6	S	1.237
09/06/2018 22:00	6	S	1.232
09/06/2018 23:00	6	S	1.243
Total			35.930

Tabla 4: Curva de carga del día 09/06/2018. Fuente: Elaboración propia

Como se aprecia en la tabla nº4, los periodos horarios que se tienen en fin de semana son del tipo 6, por lo que durante el fin de semana no habrá discriminación horaria entre las diferentes horas del día. Por otra parte se ve cómo la demanda total diaria un sábado tiene un valor incluso superior a un día de diario, por lo que se puede concluir de este aspecto que la fábrica trabaja indiferentemente tanto en días de entre semana como en fines de semana.

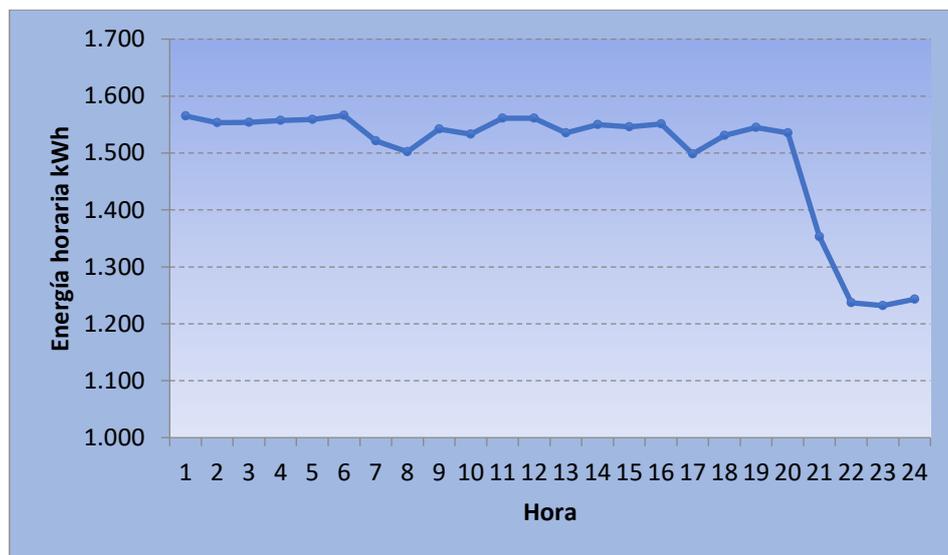


Ilustración 68: Curva de carga del día 09/06/2018. Fuente: Elaboración propia

En la ilustración nº 68 se ve la curva de carga del día 09/06/2018 en la que, como ocurría en los días de entre semana, se tiene una demanda estable a lo largo de todo el día con la salvedad de una ligera caída de la demanda en las horas finales del sábado, entre las 21 y las 24 horas. Puesto que la caída de la demanda es ligera se puede concluir que se tiene una curva de carga similar durante toda la semana; esto se va a verificar con los estudios semanales y mensuales en los siguientes apartados.

7.1.2 Curva de carga semanal

A continuación se presenta el estudio de la curva horaria que se tiene a lo largo de una semana. Para ello se han analizado semanas en diferentes meses que corresponden a las diferentes estaciones del año. Se han considerado las curvas de cargas para una semana de Enero, Abril, Junio y Octubre. La tabla excel de la que se extrae cada gráfica tiene el mismo formato que la tabla que se ha utilizado para analizar las curvas de carga horaria.

Puesto que la tabla excel saldría con un número elevado de valores para el caso de una semana, se ha optado por poner una tabla resumen con los valores diarios y el total semanal como se muestra en las ilustraciones 71 - 77.

En una semana se tienen 168 horas y las horas en las que empieza y termina cada día son las siguientes:

- Lunes: 0-23h
- Martes: 24-47h
- Miércoles: 48-71h
- Jueves: 72-95h
- Viernes: 96-119h
- Sábado: 120-143h
- Domingo: 144-167h

Semana Enero 2018:

DIA	DEMANDA (kWh)
Lunes	33.711
Martes	12.420
Miércoles	951
Jueves	23.172
Viernes	23.448
Sábado	33.483
Domingo	34.291
Total	161.476

Ilustración 69: Tabla resumen de los consumos semanales en una semana de Enero 2018.

Fuente: Elaboración propia.

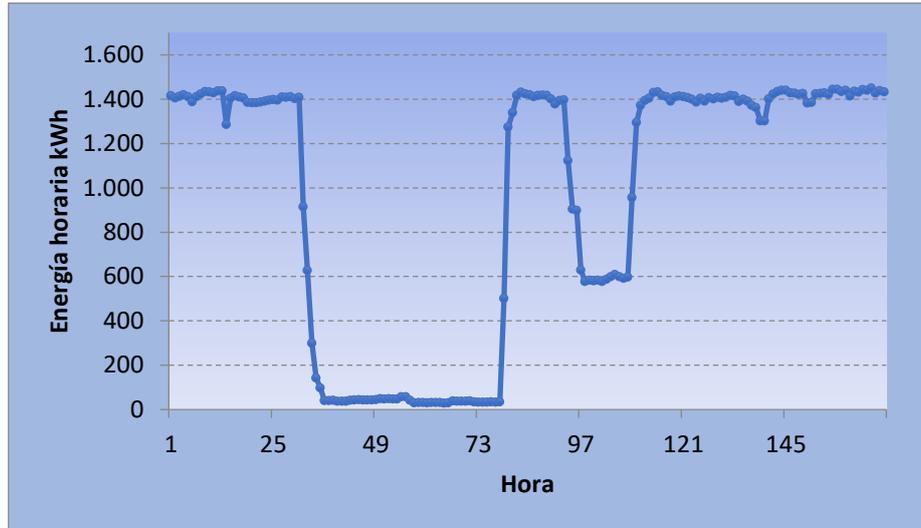


Ilustración 70: Curva de carga para una semana de Enero 2018. Fuente: Elaboración propia.

Semana Abril 2018:

DIA	DEMANDA (kWh)
Lunes	34.464
Martes	15.911
Miércoles	736
Jueves	17.023
Viernes	34.672
Sábado	34.861
Domingo	31.689
Total	169.356

Ilustración 71: Tabla resumen de los consumos semanales en una semana de Abril 2018.

Fuente: Elaboración propia.

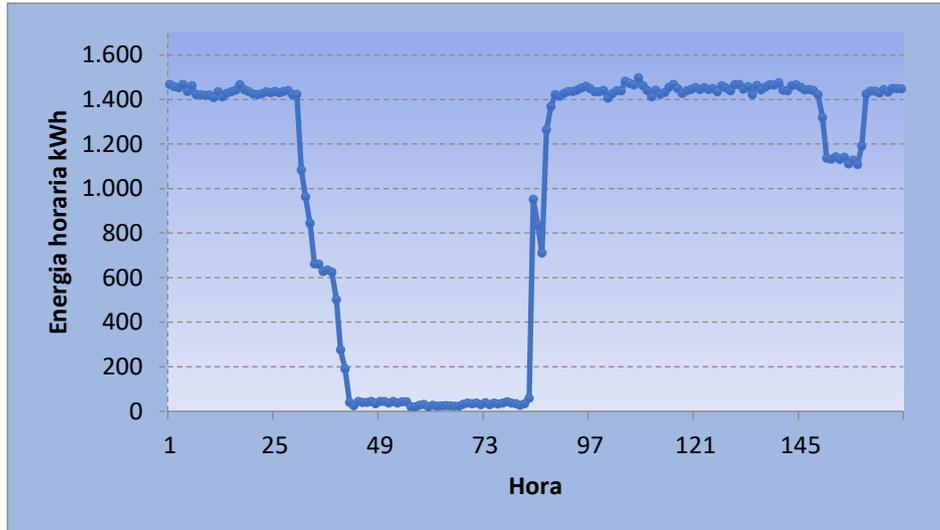


Ilustración 72: Curva de carga para una semana de Abril 2018. Fuente: Elaboración propia.

Semana Junio 2018:

DIA	DEMANDA (kWh)
Lunes	34.665
Martes	12.707
Miércoles	820
Jueves	25.201
Viernes	35.557
Sábado	35.930
Domingo	32.349
Total	177.229

Ilustración 73: Tabla resumen de los consumos semanales en una semana de Junio 2018.

Fuente: Elaboración propia.

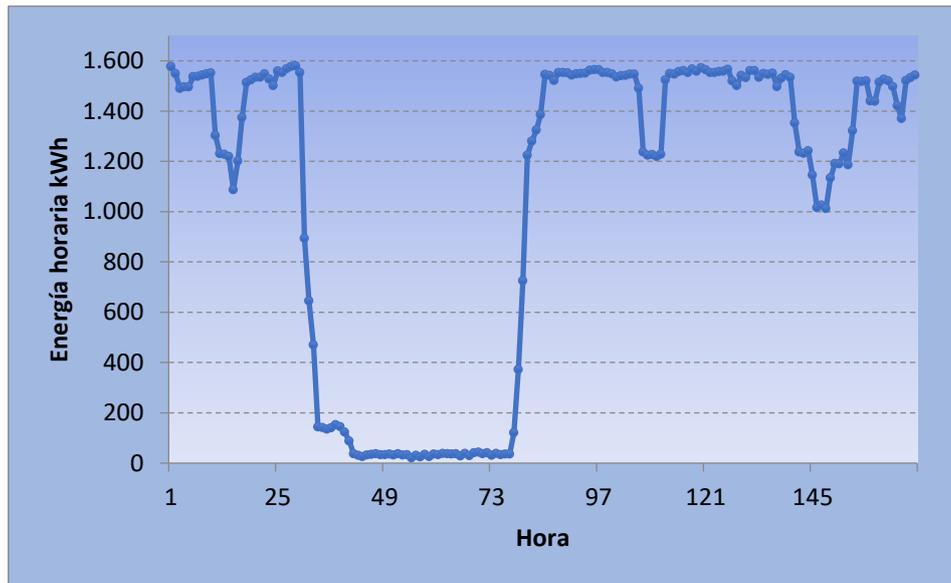


Ilustración 74: Curva de carga para una semana de Junio 2018. Fuente: Elaboración propia.

Semana Octubre 2018:

DIA	DEMANDA (kWh)
Lunes	32.593
Martes	8.586
Miércoles	604
Jueves	22.377
Viernes	36.056
Sábado	35.060
Domingo	35.158
Total	170.434

Ilustración 75: Tabla resumen de los consumos semanales en una semana de Octubre 2018.

Fuente: Elaboración propia.



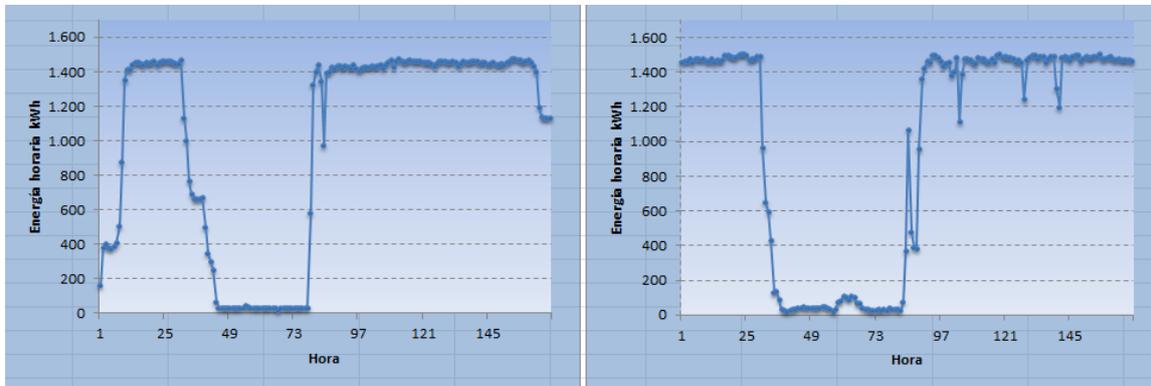
Ilustración 76: Curva de carga para una semana de Octubre 2018. Fuente: Elaboración propia.

Si se realiza un análisis de lo mostrado en las ilustraciones que se dan en este punto se pueden concluir varios aspectos. Por un lado y al revés de cómo se predijo en el apartado 7.1.1 la curva de carga no es estable en todos los días de la semana. Casualmente en el estudio de la curva de carga diaria se eligió el lunes como día entre semana y el sábado como día de fin de semana. En estos días se trabaja a un régimen prácticamente constante y con un valor en torno a los 1.500 kWh, pero las predicciones que se han hecho en el punto 7.1.1 no se reflejan en este apartado.

En este apartado se observa cómo existen días en los que la curva de carga es mayor y días donde prácticamente la demanda es cero. Estos días de demanda caso nula coinciden en todos los gráficos con el miércoles. Esto se puede deber a la parada por mantenimiento general de la fábrica. Por otro lado, se observa como a primeras horas del martes y a últimas del jueves sí que se tiene demanda. También se observa que en los jueves y los domingos se pueden producir periodos horarios en los que haya la parada de alguna de las líneas de la fábrica, con la consiguiente caída en la demanda.

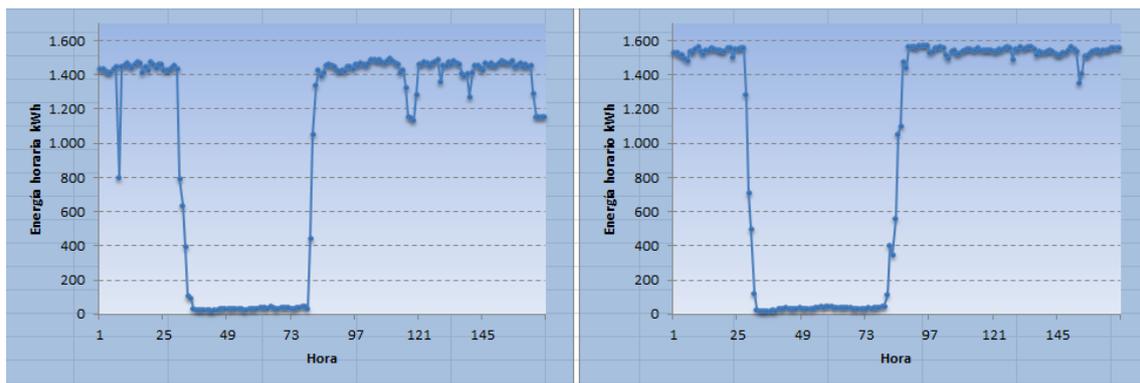
Por último, cabe destacar la diferencia de consumo semanal que se tiene dependiendo de los meses. En el mes de Enero se tiene menor demanda que en el resto de meses; por el contrario, en Junio se tiene la semana con mayor demanda de carga. De todo esto se puede concluir que en los meses de verano se tiene una mayor demanda que en los

meses de primavera (demanda intermedia) y en los meses de invierno (menor demanda). La mayor demanda en verano se puede deber al uso de aparatos de refrigeración, utilizados tanto para la maquinaria como para el personal. Esa conclusión se va a verificar analizando la curva de demanda mensual en el siguiente punto.



12-19 Marzo

7- 13 Mayo



25 Junio- 1 Julio

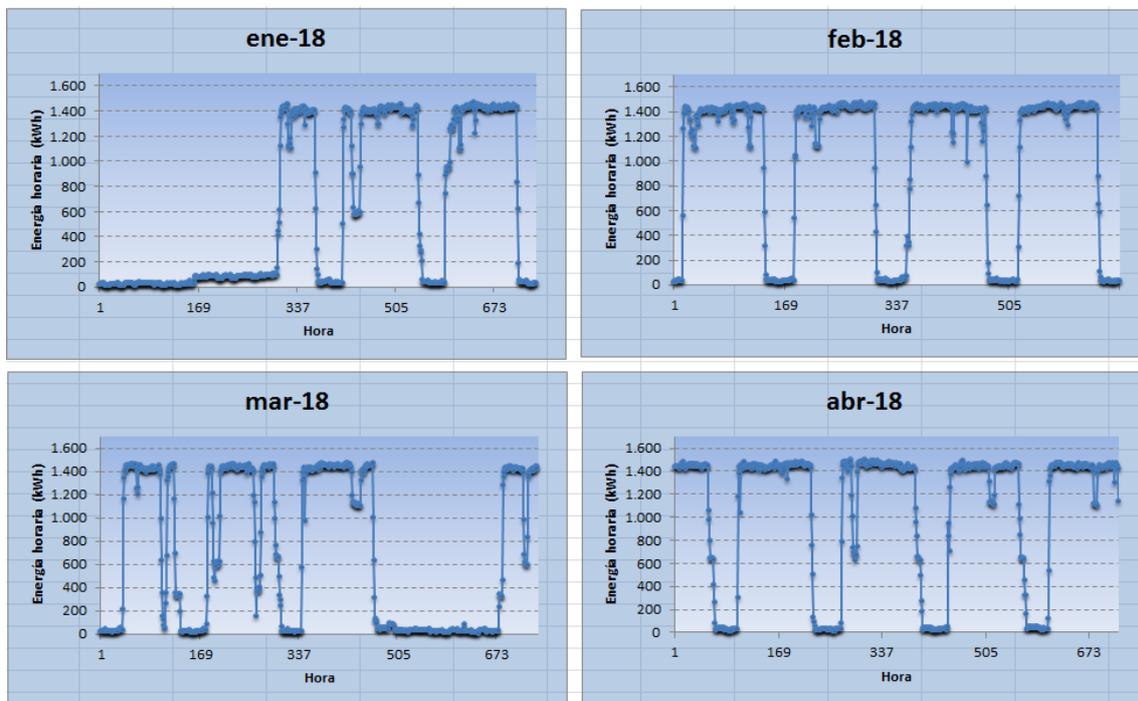
5-11 Noviembre

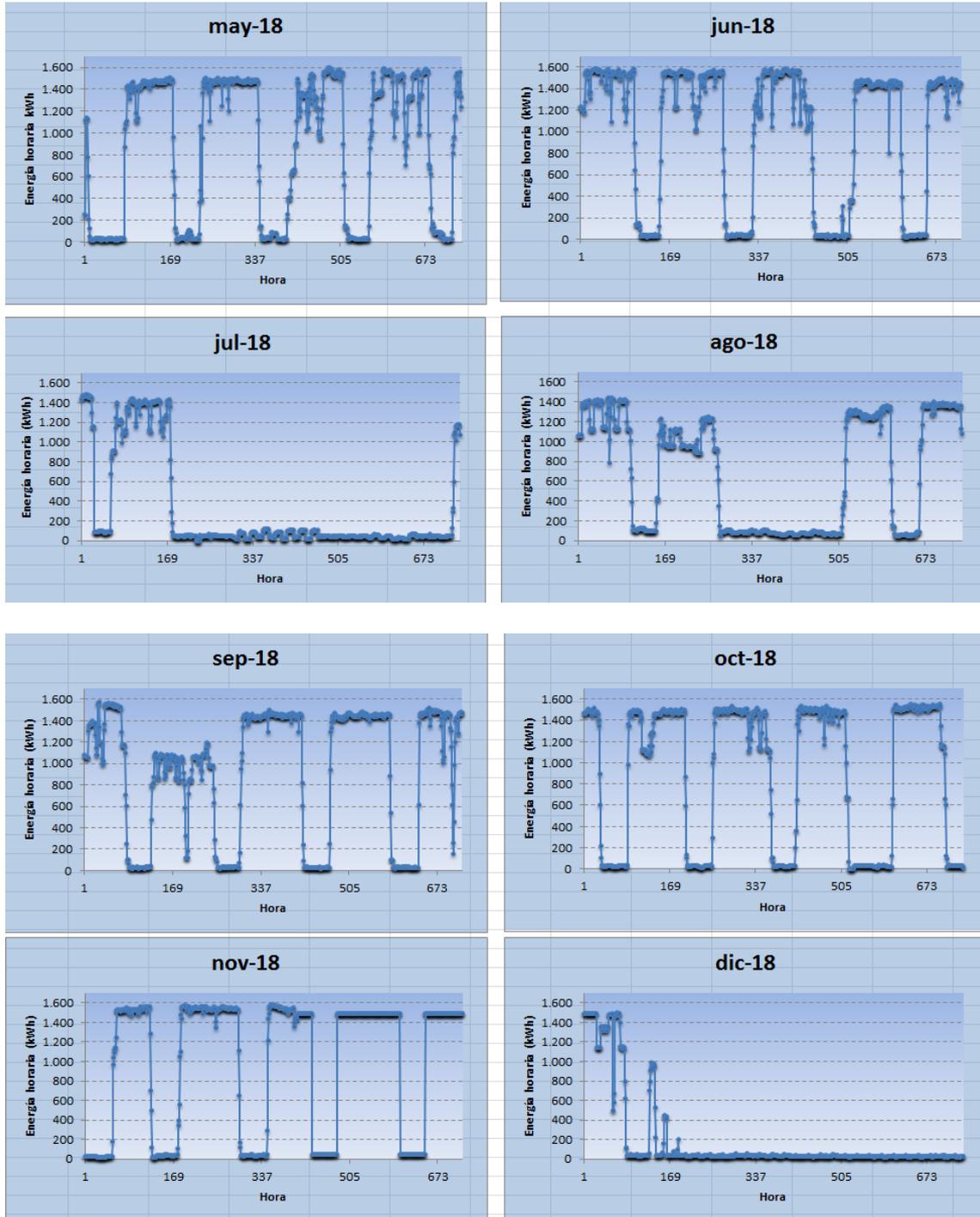
Ilustración 77: Ejemplos de curvas de carga semanales en el año 2018. Fuente: Elaboración propia

En la Figura nº 78 se incluyen ejemplos de datos de las demandas semanales. En la figura se puede observar como las demandas de estas semanas son similares a las expuestas con anterioridad en este mismo apartado; por ello se puede afirmar que la curva de carga semanal sigue la curva mostrada en las ilustraciones y que entre la tarde del martes y la mañana del jueves se produce una parada periódica.

7.1.3 Curva de carga Mensual

A continuación se presentan las curvas de carga mensuales para todo el año 2018. Se describirá el funcionamiento en régimen nominal de la fábrica y se resaltarán intervalos de tiempo singulares donde el comportamiento difiera del regular. Se va analizar en otro gráfico diferente los consumos mensuales para todo el 2018 de forma conjunta y se verá los meses en los que mayor y menor demanda de energía existe. Antes de visualizar los gráficos explicados, se predice de los apartados anteriores que los meses de mayor demanda van a ser los meses de verano que, por otro lado, son los meses en los que mayor irradiación solar. De aquí se obtiene un aspecto positivo para que resulte interesante la opción de invertir en paneles fotovoltaicos. Las curvas de carga mensuales son por tanto:





*Ilustración 78: Curvas de cargas mensuales fábrica de SLV minerales para el año 2018.
 Fuente: Elaboración propia.*

Régimen nominal: La fábrica tiene un régimen de trabajo muy característico. Opera siempre en unos picos de consumo prácticamente del mismo valor, y estos se sitúan en torno a los 1.500 kWh inclusive los fines de semana como ya se ha visto. Sin embargo, existen momentos donde la demanda cae casi a cero, coincidiendo con los miércoles. Todo

esto entra dentro del régimen nominal de trabajo para un gran número de meses a lo largo del año.

Puntos singulares: A pesar de la clara visualización que se tiene sobre el régimen nominal de trabajo existen intervalos temporales donde hay irregularidades en la curva de carga. Estos intervalos pueden deberse a múltiples factores como pueden ser: periodos de mantenimiento de la fábrica, periodos de cierre de la fábrica por vacaciones, o días festivos (como puede ser navidad, semana santa o alguna fiesta patronal). A continuación se muestran los días festivos en el año 2018 para la localidad de Escúzar. Con ello, se pretende verificar si los puntos singulares coinciden con alguno de esos periodos o por el contrario, se ha de disponer de información adicional para averiguar la menor demanda de consumo en los puntos singulares.

Festivos en Escúzar

Día y mes	Día de la semana	Festivo	Tipo
1 de enero	lunes	Año Nuevo	Festivo Nacional
6 de enero	sábado	Epifanía del Señor	Festivo Nacional
28 de febrero	miércoles	Día de Andalucía	Festivo Comunidad Autónoma
29 de marzo	jueves	Jueves Santo	Festivo Nacional
30 de marzo	viernes	Viernes Santo	Festivo Nacional
27 de abril	viernes	Festivo Local	Festivo Local
1 de mayo	martes	Fiesta del Trabajo	Festivo Nacional
15 de agosto	miércoles	Asunción de la Virgen	Festivo Nacional
17 de agosto	viernes	Festivo Local	Festivo Local
12 de octubre	viernes	Fiesta Nacional de España	Festivo Nacional
1 de noviembre	jueves	Todos los Santos	Festivo Nacional
6 de diciembre	jueves	Día de la Constitución Española	Festivo Nacional
8 de diciembre	sábado	La Inmaculada Concepción	Festivo Nacional
25 de diciembre	martes	Natividad del Señor	Festivo Nacional

Ilustración 79: Días festivos en Escúzar (Granada) en el año 2018. Fuente: <https://www.tramitapp.com/calendario-laboral-escuzar-2018/>

Si se llevan los días festivos a las gráficas de las curvas de carga se ve como no se tiene una correlación entre ellos. El primer punto/tramo singular corresponde a la primera mitad del mes de Enero. En esta primera mitad de mes el consumo es prácticamente nulo por lo que se supone una actividad ínfima o nula de la fábrica. El consumo en dicho periodo puede corresponder al consumo propio del alumbrado interior y del uso de baños y otros elementos con un requerimiento mínimo de energía eléctrica. A tenor de lo que ocurre en el mes de Diciembre del 2018 este periodo de inactividad en el mes de Enero viene precedido por el mismo régimen de inactividad durante el mes de Diciembre. A principios de Diciembre existe un consumo que puede denominarse casi nominal a pesar de algún punto singular en horas concretas. Es a partir del día 3 de Diciembre cuando, con la salvedad de unas horas aisladas en los días 5-8, el consumo es prácticamente nulo; por lo que inicialmente se puede estimar que la producción en Diciembre cesó por motivos de maniobras o vacacionales. Consultada la fábrica, se confirma que se realizó una parada motivada por el mantenimiento tanto de los transformadores como del resto de elementos de la cadena de producción de la fábrica (cintas, elementos de carga y descarga, etc.)

El siguiente tramo de inactividad corresponde a una semana en el mes de Marzo, concretamente a la semana del 26-30 de Marzo, semana que coincide con la festividad de Semana Santa. Consultada la fábrica, se confirma que se aprovecharon esos días para realizar mantenimiento en la fábrica.

El siguiente tramo sin consumo corresponde al mes de Julio, a partir del día 5. Este periodo se debe a un periodo vacacional en el que se aprovechó a parar la fábrica, otra vez para el mantenimiento de la misma.

Por último, otro tramo en el que se tiene un intervalo de tiempo sin consumo corresponde al mes de Agosto, en concreto a una semana a mitad de mes en la cual se tienen dos días festivos (15 y 17). En este caso se utilizó toda la semana para realizar maniobras de mantenimiento.

7.1.4 Curva de carga anual:

En la ilustración nº 81 se tiene una gráfica de columnas de los consumos para todo el 2018 agrupados en meses. Los consumos mensuales son aproximadamente constantes exceptuando los meses en los que se producen paradas por mantenimiento y/o periodos

vacacionales, estos meses corresponden a Diciembre, Enero y Julio. El resto de los meses del año 2018 se tiene una demanda que varía entre los 508.354 kWh en el mes de Agosto y los 770.572kWh en el mes de Abril. La curva de carga no sigue la distribución que se podría esperar para una industria con una producción completamente regular, ya que en los meses de verano se tiene normalmente un consumo de energía eléctrica mayor debido a un mayor consumo de los aparatos utilizados para la refrigeración. Estos aparatos demandan una gran cantidad de energía.

En la ilustración nº82 y en la tabla 5 se muestran los consumos anuales agrupados por periodos horarios tarifarios. Como se sabe, por haberlo comentado en los apartados anteriores, interesa que el consumo de energía eléctrica se realice en aquellas horas donde el periodo horario sea 6. En la tabla 5 se muestran los porcentajes de horas anuales para cada periodo horario, y también el porcentaje de consumo en cada periodo horario. Para los periodos 1-4 se tiene que el porcentaje de consumo sobre el total es menor que el porcentaje de horas anuales de dichos periodos, mientras que en el periodo 5 son aproximadamente los mismos porcentajes, y en el periodo 6 el porcentaje del consumo es mayor que el porcentaje del número de horas anuales. La conclusión de esta tabla es que se está realizando mayor consumo en las horas donde el precio de la electricidad conlleva menores tasas por término de potencia instalada y por término de tarifa energética. Este es el patrón que se busca junto con la persecución de una curva de consumo lo más plana posible, disminuyendo los picos que se producen en la curva de carga diaria.

En los meses de Julio y Diciembre, como ya se dijo en apartados anteriores, se producen paradas en la producción causadas por mantenimientos de máquinas y aparatos eléctricos como son los transformadores y por ello la curva de carga en esos meses es menor.



Ilustración 80: Curva de carga anual (por meses) de la fábrica de SLV minerales para el año 2018. Fuente: Elaboración propia.

PERIODOS	CONSUMO SLV kWh	Porcentaje de consumo anual	Porcentaje de horas anuales
P1	285.856	4,2%	7,1%
P2	416.645	6,2%	9,9%
P3	340.276	5,0%	5,1%
P4	556.606	8,2%	8,4%
P5	799.170	11,8%	11,9%
P6	4.355.260	64,5%	57,6%
TOTAL	6.753.813	100,0%	100,0%

Tabla 5: Agrupación de los consumos anuales por periodos horarios tarifarios. Fuente: Elaboración propia

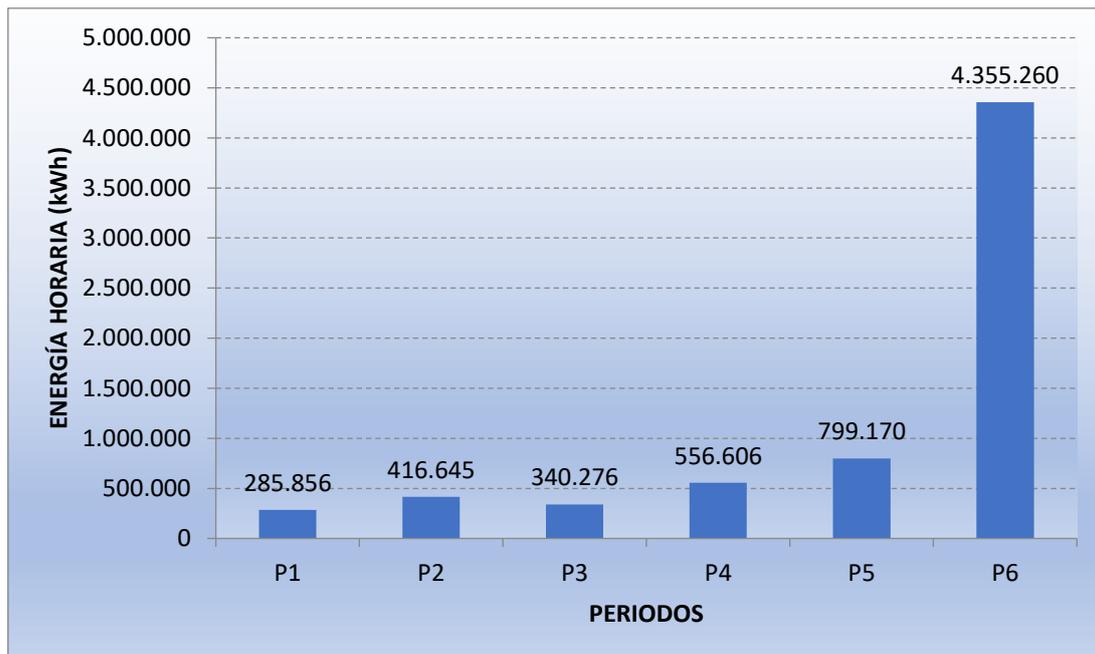


Ilustración 81: Consumos anuales distribuidos por periodos horarios tarifarios. Fuente: Elaboración propia

7.2 COSTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Una vez se han estudiado las curvas de carga para un año, el 2018, se analiza la situación económica de dicho año. Para ello, se ha realizado un fichero excel como el que se muestra en el punto 9. Esta figura se aprovecha para explicar los diferentes términos y las fórmulas que se han utilizado para llegar a los resultados obtenidos. Además, se va realizar una tabla resumen con los datos de precios y costes agrupados en diferentes clasificaciones. Dicha tabla resumen se muestra en la ilustración nº 83.

CONSUMO SLV	GENERACION FV	Avg. OMIE por E.Cons.	Avg. PFM por E.Cons.	PRECIO FINAL PFC
kWh	kWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
6.753.813	1.624.040	56.31	62.47	73.20

Ilustración 82: Tabla resumen de los datos ponderados por la energía consumida

Como se observa, el precio medio OMIE ponderado por la energía consumida en 2018 tuvo un valor de 56,31 €/MWh. Este es un valor menor que la media aritmética del precio OMIE para año (57,29 €/MWh). Esto es debido a que por la necesidad de la eficiencia económica la fábrica intenta realizar la mayor parte de los consumos en el periodo horario 6. Por otra parte, dicho periodo 6 es el periodo que más horas ocupa a lo largo del año y por tanto no es difícil que sea el periodo en el que más consumo existe.

El precio final de mercado se establece una vez se han abordado los reajustes causados por las restricciones del operador del sistema. Este tuvo un valor medio ponderado por energía consumida de 62,47 €/MWh.

Por último se obtiene el precio final de compra; éste es el precio más importante, puesto que es al que se va a adquirir la energía y con el que se tiene que comparar cualquier proyecto que verse sobre la energía eléctrica; es el precio contra el que se compite a la hora de analizar la rentabilidad de una inversión. El precio OMIE también será importante en función del papel que se tome dentro del proyecto de inversión. Los diferentes papeles y funciones que se tienen dentro del proyecto se ven en los apartados posteriores.

En la celda de consumo se ve que el total del consumo anual es de 6.753,8 MWh por lo que hay dos opciones para calcular el precio que se paga por la electricidad en las condiciones actuales:

1. Calcular el precio final de compra ponderado por energía y multiplicarlo por la energía consumida en cada hora
2. Una vez se tiene la media del precio final de compra ponderado por energía consumida y el total de consumo anual, multiplicar ambos factores y obtener el resultado

Aunque, para comprobar si existe una diferencia notable, se va a realizar el cálculo de ambas maneras. A la hora de calcular la diferencia entre el precio que se paga actualmente por la energía y lo que se va a pagar cuando se realice el proyecto de inversión fotovoltaico, se va a tomar el valor ponderado de forma horaria, puesto que presenta mayor exactitud.

Las fórmulas para realizar todos estos cálculos se han expuesto en el apartado 4.4.4 y el cálculo de los costes se ha realizado en la misma hoja de cálculo, en la que se han introducido los términos a lo largo del proyecto y los resultados son los siguientes:

En el primer caso se parte del precio final de forma horaria, se multiplica por la energía consumida en esa hora (con lo que se calcula un coste para cada hora del año), y finalmente se hace un sumatorio para la totalidad del coste anual. El precio total que se pagó por la energía eléctrica consumida para el caso del año 2018 fue de 494.733 € como se muestra en la ilustración nº 84.

Dia/hora	Coste Energía sin placas (€)
01/01/2018 0:00	0,692
01/01/2018 1:00	0,616
01/01/2018 2:00	0,628
01/01/2018 3:00	0,722

Ilustración 83: Coste horario de la energía sin placas FV. Fuente: Elaboración propia

Coste de la energía variable sin placas FV (€/año)
494.375

Ilustración 84: Coste variable de la energía eléctrica para el año 2018 sin placas FV. Fuente: Elaboración propia.

En el segundo caso se calcula la totalidad del coste debido al consumo de energía partiendo del consumo total (6.753,813 MWh) y multiplicándolo por el precio final de compra medio ponderado por energía (73,20 €/MWh en el cuadro resumen); el resultado es de como se muestra en la ecuación siguiente:

$$\text{Coste total anual} = 6.753,813 \text{ MWh} \times 73,20\text{€/MWh} = 494.379\text{€}$$

Fórmula 8: Coste anual de la energía consumida

Se observa cómo la diferencia entre los dos métodos de cálculo es de aproximadamente 4 €. Por tanto, y para simplificar las estimaciones de costes, se utilizará el segundo método de cálculo siempre y cuando sea tenga como dato el PFC.

7.3 EMISIONES DE CO₂ A LA ATMÓSFERA

Se ha comentado en el apartado 1.1 que el factor de emisión de emisión de CO₂ dentro del mix energético de España está comprendido entre [0,35-0,40 kg_{co2}/kWh] por lo que con el consumo de la fábrica de Escúzar a lo largo de todo el año (6.753,813 MWh) las emisiones de CO₂ totales por el consumo de energía son:

$$\text{Emisiones de CO}_2 = 6.753,813 \text{ MWh} \times 0,35\text{KgCO}_2/\text{MWh} = 2.364 \text{ Toneladas de CO}_2$$

Fórmula 9: Emisiones anuales de CO₂ a la atmósfera

Este dato se comparará en el apartado de Resultados con los datos que se tienen una vez se haya instalado la planta FV.

8. CASO PRÁCTICO: PROYECTO SOLVAY ESCÚZAR

En este apartado se presenta una valoración económica del proyecto fotovoltaico, estudiando las diferentes alternativas que se tienen para la instalación de los módulos fotovoltaicos y el estudio de los puntos en los cuáles el proyecto es económicamente rentable. Es decir, se invierte en un proyecto en el cual se tienen unos costes; unos son iniciales por las maniobras iniciales requeridas como la compra del equipo, licencias, tasas etc; y otros costes están relacionados con la operación y explotación de la planta fotovoltaica. Estos últimos costes repercuten de forma anual, por lo que se trata de costes que una vez se haya amortizado la inversión inicial siguen existiendo; esto que implica que a

pesar de que se recupere con una rentabilidad concreta la inversión inicial, no se tiene coste cero en ningún momento de la vida útil del proyecto.

A los costes iniciales debidos a la inversión y obras iniciales se les denomina CAPEX. Un punto importante que se va a detallar a lo largo de este apartado es la elección del tipo de módulos fotovoltaicos, ésta es la parte más crítica de la planta fotovoltaica y es preciso sacar el mayor rendimiento económico posible. Para su estudio, y puesto que no es del alcance de este proyecto analizar la disposición constructiva de los módulos fotovoltaicos, se analizan proyectos y estudios que ya se han realizado sobre los tipos de módulos y su conveniencia en cuanto a la relación producción/costes. En base a este tipo de estudios y las características propias de este estudio se optará por un tipo de estructura u otra.

Por el otro lado se tendrán los costes por la operación del sistema, los denominados OPEX. Estos costes son los que se tienen anualmente y provienen por múltiples factores como es el mantenimiento de los equipos, los seguros y tasas que hay que pagar cada año, impuestos existentes, etc. Estos costes de operación existen aun cuando se haya amortizado la inversión inicial y por ello es que se deben tener en cuenta anualmente a la hora de realizar estudio del balance económico para el periodo de vida útil del proyecto.

No hay que perder de vista que el objetivo económico final de un proyecto es recuperar la inversión realizada a lo largo de una serie de años con un rentabilidad de un tanto por ciento %. Este factor es lo que se denomina Tasa Interna de Retorno (TIR).

El TIR es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión o lo que es lo mismo, el beneficio o las pérdidas que se tienen en una inversión en las cantidades económicas que no se han retirado del proyecto. Para un TIR “k” se pueden dar tres casos:

1. $TIR > k$. En este caso en proyecto resulta económicamente atractivo pues la rentabilidad que se tiene es mayor que el mínimo exigido.
2. $TIR = k$. En este caso la rentabilidad es la mínima exigida. En primera instancia todo indica a que el proyecto sea atractivo económicamente hablando.
3. $TIR < k$. Este es un caso en el que no conviene realizar la inversión en el proyecto en cuestión pues la rentabilidad que se obtiene del mismo es menor que la mínima exigida.

Cuando se calcula el TIR de un proyecto se está calculando la rentabilidad de dicho proyecto y por consiguiente, si merece la pena invertir o no es ese proyecto en función de las ambiciones que se depositen en el proyecto de inversión. (“Tasa interna de retorno (TIR) - Definición, qué es y concepto | Economipedia,” n.d.)

8.1 LOCALIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

El estudio de la localización de la zona es importante puesto que cada tipo de energía renovable se debe estudiar en el punto geográfico donde se va a implementar. El correcto análisis de la zona permite discernir si es arriesgado o no la inversión de un capital en un proyecto. En concreto, el presente proyecto se centra en la energía fotovoltaica, por lo que será crucial estudiar la energía proveniente del Sol para la zona donde irá colocada la planta fotovoltaica. Con estos datos se puede analizar la producción de energía eléctrica anual y por ende, los ingresos económicos y la simulación económica del proyecto de inversión.

El presente proyecto se va a realizar en la localidad de Escúzar situada en la provincia de Granada, en la comunidad autónoma de Andalucía. La obra a realizar se encuentra en un terreno propiedad de Solvay en Carretera de Inca, s/n. Escúzar (Granada). Más concretamente, las coordenadas en las que se va a construir la planta fotovoltaica tienen las siguientes coordenadas GPS:

- Latitud: 37,099355º
- Longitud: -3,792681º
- Altura: 930 metros

En la ilustración nº 88 se puede observar el terreno donde se pretende a ubicar la instalación fotovoltaica y en concreto, la zona con recuadro representa la zona en la que se tiene previsto implementar la planta fotovoltaica.

Una vez se conoce la localización exacta de dónde se van a colocar los módulos fotovoltaicos, se ha de pasar a estudiar la situación climatológica para conocer la disponibilidad energética que se tiene y con ello poder estimar la producción que se va a tener al instalar las placas y por tanto, la base de la inversión de este proyecto.



Ilustración 85: Ubicación de Escúzar (Fuente: <https://es.wikipedia.org/wiki/Esc%C3%BAzar>)



Ilustración 86: Ubicación de Escúzar (Fuente: <https://es.wikipedia.org/wiki/Esc%C3%BAzar>)

Solvay Minerales S.A.



Ilustración 87: Localización instalación fotovoltaica. Fuente: Solvay S.L.



Ilustración 88: Localización instalación fotovoltaica. Fuente: Solvay S.L.

El terreno para la instalación de los módulos fotovoltaicos tiene un área superficial de 10 hectáreas (10.000 m²). La zona tiene una pendiente natural de inclinación del terreno de 17° (ascendente hacia el norte). Esto se debe tener en cuenta a la hora de elegir los soportes de los módulos fotovoltaicos, ya que deben dotar a los paneles de cierta inclinación, aspecto que se comentará en el apartado 8.4. La inclinación es importante puesto que si es adecuada se aprovechará durante mayor tiempo los rayos del sol y por tanto la producción de electricidad es mayor, este es un aspecto importante de cara a maximizar el beneficio económico, que es lo que se busca en todo momento: Mayor brevedad en la recuperación de la inversión. Por ello, y al realizar una instalación que como se verá más adelante, se trata de módulos en una estructura de soporte fijo, es necesario calcular el ángulo óptimo de inclinación de las placas.

8.2 CLIMATOLOGÍA

El clima de la localidad de Escúzar se clasifica como cálido y templado. La lluvia en esta población se da sobre todo en invierno, con escasez de la misma en los periodos veraniegos. Según la clasificación Köppen-Geiger, este clima está considerado como Csa. Esta clasificación se muestra en la ilustración nº 90. Esta clasificación divide las diferentes secciones del mapa mundial en base a una distinción de temperatura y precipitaciones que caracterizan dicho clima. (Beck & Beck, 2018),(T. L. (Tom L. McKnight & Hess, 2000),(Strahler, 1989),(T. L. H. D. McKnight & McKnight, 2000)

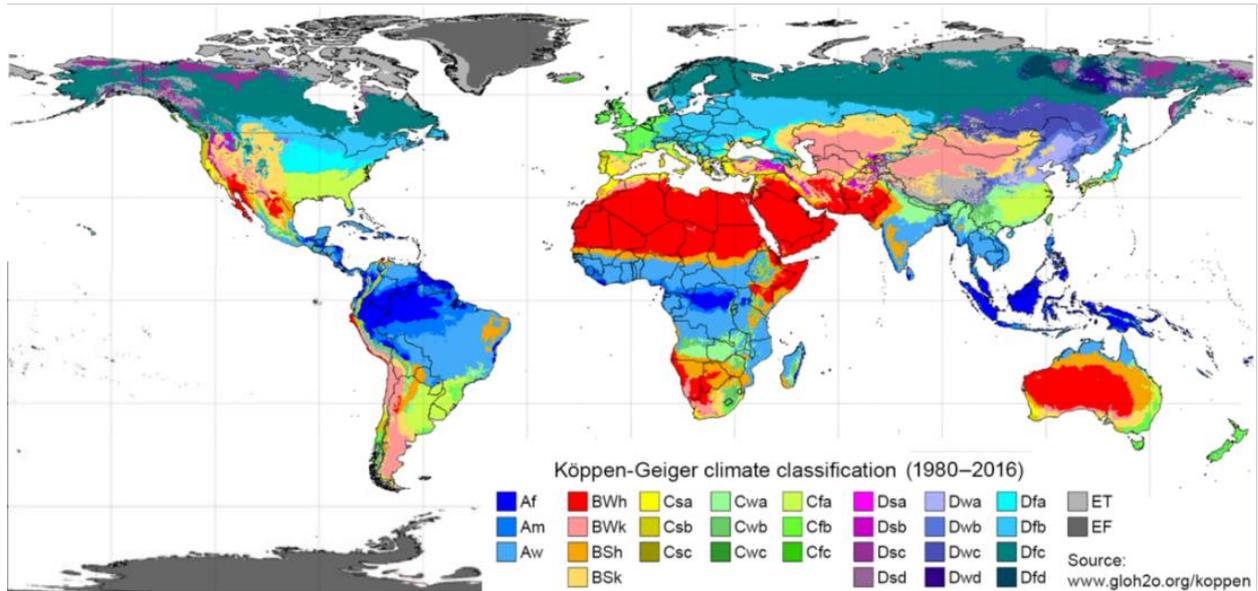


Ilustración 89: Mapa de clasificación Köppen-Geiger a nivel mundial. Fuente: www.gloh2o.org/koppen

Clasificación climática de Köppen							
Humedad							
Tipoclima	S	W	f	m	w	s	
A Tropicales	-	-	Ecuatorial Af	Monzónico Am	Tropical seco Aw	Tropical seco As	
B Secos	Semiárido o estepario BS	Árido o desértico BW	-	-	-	-	
C Templados	-	-	Subtropical húmedo Cfa, Cwa, Oceánico Cfb, Cwb, Cfc, Cwc, Csc	-	Subtropical húmedo Cwa	Mediterráneo Csa, Csb	
D Continentales	-	-	Continental húmedo Dfa, Dfb, Continental subpolar Dfc, Dfd	-	"Manchuriano" Dwa, Dwb	-	
E Fríos	Tundra ET			Polar EF			

Ilustración 90: Clasificación climática Köppen. Fuente: https://es.wikipedia.org/wiki/Clasificaci%C3%B3n_clim%C3%A1tica_de_K%C3%B6ppen

Por otro lado, se ha elaborado un climograma propio de la localidad de Escúzar en el cual se muestran mensualmente tanto las temperaturas medias como las precipitaciones existentes. Se tiene que la temperatura media anual en la localidad es de 14,4°C y las precipitaciones medias son de 504 mm al año.

En la ilustración n92 se puede observar como la temperatura tiene su máximo en el mes de Julio (24,3°C) y su mínimo en Enero (6,2°C). La diferencia entre ambos meses es de 18°C, un valor bastante moderado respecto a otros climas más extremos dentro de la

península ibérica. De aquí se puede concluir que la irradiación que a priori se va a tener durante todo el año va a ser menos variable que la que se tiene en otras latitudes españolas; esto implica que la radiación tendrá mayor uniformidad, y por tanto la producción fotovoltaica será también más uniforme.

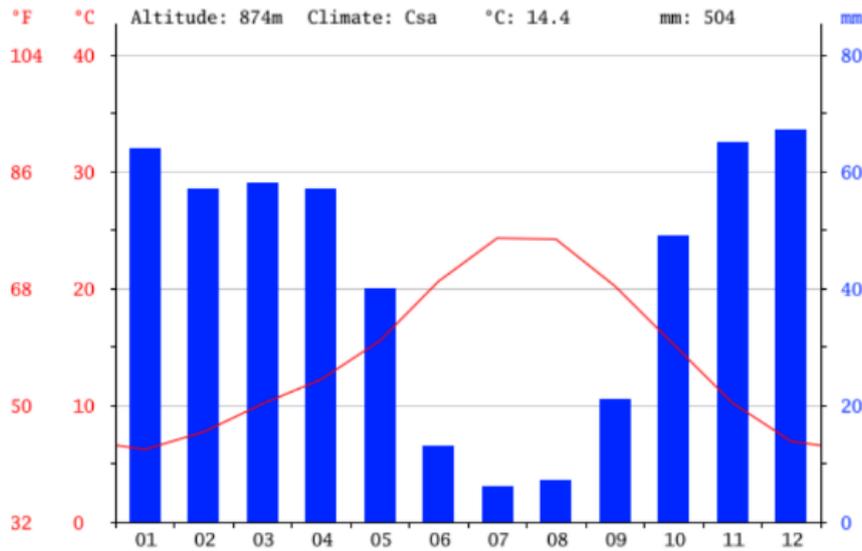


Ilustración 91: Climograma Escúzar. Fuente: <https://es.climate-data.org/europe/espana/andalucia/escuzar-657734/>

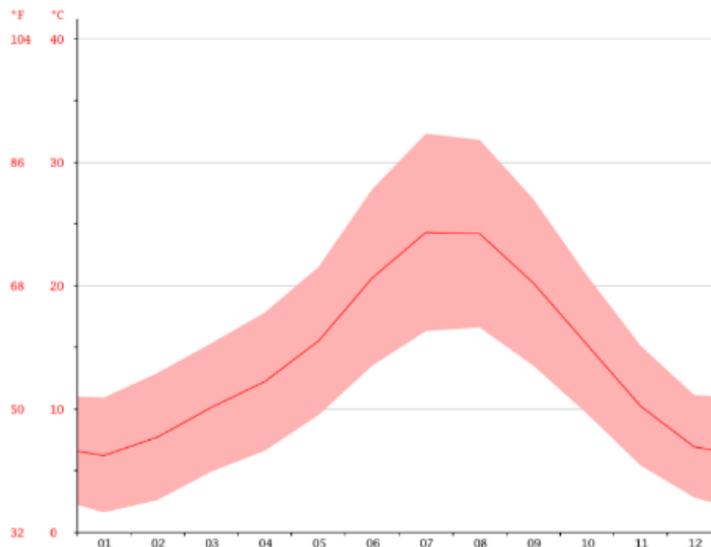


Ilustración 92: Diagrama de temperaturas Escúzar. Fuente: <https://es.climate-data.org/europe/espana/andalucia/escuzar-657734/>

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	6.2	7.7	10.1	12.2	15.5	20.6	24.3	24.2	20.2	15.2	10.2	6.9
Temperatura min. (°C)	1.6	2.6	4.9	6.6	9.5	13.5	16.3	16.6	13.5	9.6	5.4	2.8
Temperatura máx. (°C)	10.9	12.9	15.3	17.8	21.5	27.8	32.3	31.8	27	20.8	15.1	11.1
Temperatura media (°F)	43.2	45.9	50.2	54.0	59.9	69.1	75.7	75.6	68.4	59.4	50.4	44.4
Temperatura min. (°F)	34.9	36.7	40.8	43.9	49.1	56.3	61.3	61.9	56.3	49.3	41.7	37.0
Temperatura máx. (°F)	51.6	55.2	59.5	64.0	70.7	82.0	90.1	89.2	80.6	69.4	59.2	52.0
Precipitación (mm)	64	57	58	57	40	13	6	7	21	49	65	67

Ilustración 93: Tabla Climática de Escúzar. Fuente: <https://es.climate-data.org/europe/espana/andalucia/escuzar-657734/>

8.3 DESGLOSE DE COSTES CAPEX Y OPEX

El análisis previo de los costes es fundamental para un estudio adecuado del flujo económico del proyecto en cuestión. Por ello, es necesario conocer de antemano de dónde surgen los diferentes costes que se dan en un proyecto de estas características. Además de conocer el coste total, éste se debe desglosar en detalle para evaluar en profundidad el origen de la inversión y poder contrastar con otras fuentes de información. Los costes se dividen entre los costes correspondientes a la inversión inicial, es decir, los costes propios de la adquisición y construcción de la planta FV y por otra parte se tienen los costes correspondientes a la utilización y explotación de la planta FV. Todos estos costes son los que se analizan en este apartado, tanto en cantidad como en porcentaje; adicionalmente se comentan los resultados obtenidos.

Otro aspecto del que se tiene que hablar cuando se tratan simulaciones y estimaciones económicas es sobre el valor del dinero. El dinero se rige por un mercado libre de valores el cual está expuesto a una variabilidad constante y por ello, entre otras cosas, se tiene un continuo cambio en el valor del precio del dinero. Este hecho lleva a pensar que el dinero que se paga en la actualidad no tiene el valor que tendrá al cabo de X años en el futuro. Por ello, es necesario trabajar con unos coeficientes modificativos estimados para ajustar con la mayor precisión posible la simulación de la evolución económica del proyecto con la realidad a futuro. Es aquí donde se puede mencionar dos términos con un papel importante en la simulación del modelo económico como son: el índice de precio al consumidor (IPC) y la tasa de inflación energética.

El IPC representa el aumento o la disminución del precio de un bien respecto a un intervalo de tiempo anterior; su valor se publica en el Instituto Nacional de Estadística en la mitad del mes siguiente al cálculo realizado. En la ilustración nº 95 se muestra el IPC de Granada entre Abril de 2018 y el mismo mes para 2019; se observa como su valor es siempre positivo, es decir que aumenta el precio (se produce una inflación) con respecto al valor anterior.

Para la simulación del modelo económico se estima un IPC del 1,6%.

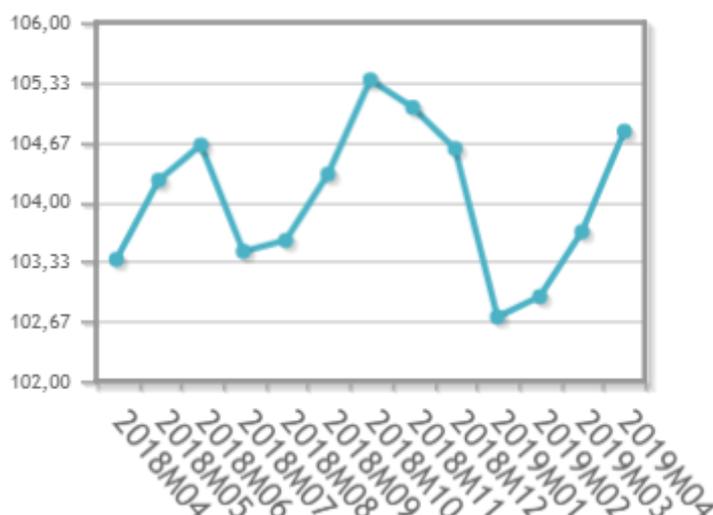


Ilustración 94: Evolución IPC Granada 04/2018-04/2019. Fuente: <http://www.ine.es>

Por otro lado, la tasa de inflación energética es un término que tiene un significado similar a lo que representa el IPC en cuanto a concepto, es decir, hace referencia a un aumento o disminución de un precio respecto a un valor en un periodo de tiempo anterior. La diferencia es que mientras el IPC se refiere a la variabilidad del dinero de forma general, la tasa de inflación energética hace referencia exclusivamente al aumento o disminución del precio de la energía eléctrica.

Para la simulación se estima una tasa de inflación energética de un 1% anual, es decir, se supone que el precio de la electricidad aumentará anualmente a razón dicho factor de inflación.

En la tabla nº 6 se detallan los costes del CAPEX. Como se observa el mayor porcentaje de los costes iniciales es el que acarrear el conexionado y tratamiento de la corriente y la tensión, más concretamente el sistema de baja tensión de corriente continua el cual está instalado antes del inversor y requiere de una atención especial puesto que una

eficiencia baja en este sistema supondría la pérdida de rendimiento en toda la planta y disminuiría la rentabilidad del proyecto.

Nº de Item	Item	Precio Total (€)		Porcentaje sobre el CAPEX
1	<u>Preparación del terreno</u>	9.170	10.480	1,31%
2	<u>Canalizaciones</u>	21.420	24.480	3,06%
3	<u>Soportación estructura solar</u>	87.570	100.080	12,51%
4	<u>Sistema de puesta a tierra</u>	9.660	11.040	1,38%
5	<u>Sistema de CC BT</u>	296.590	338.960	42,37%
6	<u>Sistema de CA BT</u>	110.530	126.320	15,79%
7	<u>Sistema de CA AT e infraestructuras de evacuación</u>	31.500	36.000	4,50%
8	<u>Modificación instalación existente</u>	26.670	30.480	3,81%
9	<u>Costes de desarrollo</u>	7.840	8.960	1,12%
10	<u>Seguros y transporte</u>	6.160	7.040	0,88%
11	<u>Licencias y tasas</u>	31.360	35.840	4,48%
12	<u>Costes indirectos (5% PEM)</u>	33.600	38.400	4,80%
13	<u>Imprevistos (5% PEM)</u>	28.000	32.000	4,00%
TOTAL		700.000	800.000	100,00%

Tabla 6: Desglose del CAPEX. Fuente: Elaboración propia

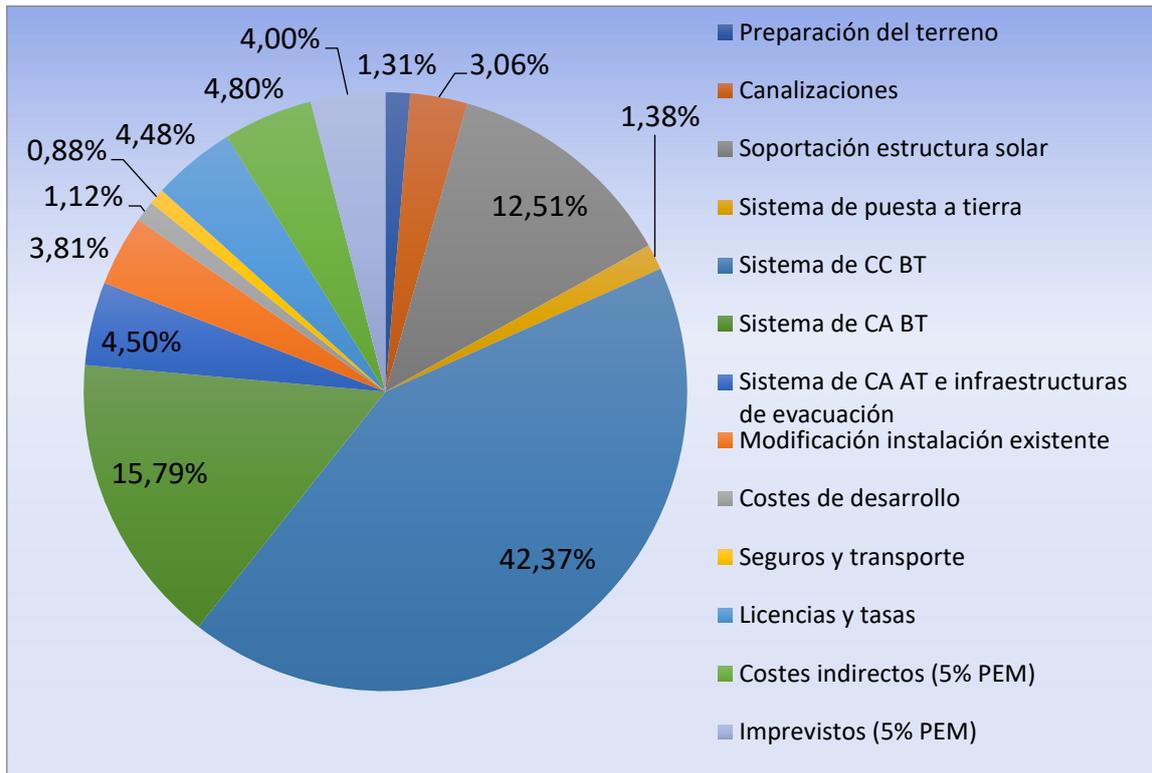


Ilustración 95: Gráfico sobre los costes CAPEX. Fuente: Elaboración propia

TAMAÑO DEL SISTEMA (kW)	1.000
Precio total Instalación (€)	700.000-800.000
Precio total (€/Wp)	0,70-0,80

Tabla 7: Precio total instalación y precio por vatio instalado. Elaboración propia

Lo siguiente que se debe analizar son los costes correspondientes a la utilización y explotación de la planta FV. Estos costes son los denominados OPEX.

El análisis de estos costes es importante ya que tienen un doble significado. Por un lado producen una disminución de los ingresos brutos para la amortización de la inversión inicial y el cumplimiento del rendimiento objetivo; y por otro lado, estos costes se deben tener en cuenta una vez se haya rentabilizado la inversión. Lo que se concluye con el análisis de estos costes es que, a pesar de que se haya recuperado la inversión inicial, es necesario seguir vendiendo la energía eléctrica producida a un precio mayor que el que se necesita para costear el precio del OPEX. El desglose de los costes del OPEX para una planta fotovoltaica de 1 MW se muestra en la tabla siguiente:

Nº de Item	Item	Precio Total (€)	Precio total anual (€/kWp)	Porcentaje sobre el OPEX ANUAL	Porcentaje sobre el OPEX TOTAL
------------	------	------------------	----------------------------	--------------------------------	--------------------------------

Nº de Item	Item	Precio Total (€)	Precio total anual (€/kWp)	Porcentaje sobre el OPEX ANUAL	Porcentaje sobre el OPEX TOTAL
1	Operación y mantenimiento (€/año)	13.943	13,94	66%	67%
2	Seguros (€/año)	2.000	2	9%	8%
3	ICIO (€/año) (Sólo el primer año)	23.564 (1 ^{er} año) 0 (los siguientes)	23,54(1 ^{er} año) 0 (los siguientes)	–	4%
4	IAE (€/año)	1.594	1,55	7%	6%
5	Otros (Administración, Alquiler, Financieros) (€/año)	3.666	3,66	17%	13%
6	Coste cambio de inversores electrónicos dc-ac año 10 (€)	8.000	8	–	2%

Tabla 8: Costes debidos al OPEX. Elaboración propia

NOTA: Dentro del OPEX no se tienen en cuenta los costes debidos los impuestos municipales ni al impuesto eléctrico.

Los ítems que se muestran en la tabla tienen los siguientes significados:

- Operación y mantenimiento: Son los costes que aparecen de los cuidados y desperfectos que surgen de la estructura de la planta FV.
- Seguros: Son los costes derivados de los seguros legales necesarios para la explotación de la planta.
- ICIO: Representa los impuestos que se tienen por la construcción de la planta FV. Este impuesto solamente se tiene en cuenta el primer año que es el año en el que se realiza la obra e instalación de la planta FV.
- IAE: Este impuesto se paga por la explotación y comercialización de la energía producida en la planta FV. Su pago se realiza anualmente.
- Coste de representación: Representa el coste que se paga a la comercializadora por intermediar entre el cliente y el mercado ibérico de la electricidad.

Los costes OPEX están afectados por el IPC. Esto se tiene en cuenta en la simulación que se hace para la vida útil del proyecto, que se realiza para tener una estimación de los costes OPEX totales que se van a tener a lo largo de todo el proyecto.

Tanto el ICIO como el coste debido al cambio de los inversores electrónicos dc-ac solamente se tiene en cuenta en los años correspondientes (ICIO el primer año y el coste de los inversores electrónicos dc-ac cada 10 años). Para calcular el porcentaje con el que inciden estos costes sobre el OPEX es necesario realizar un gráfico en el que se tengan en cuenta los costes OPEX a lo largo de los 25 años de la vida útil del proyecto ya que en el OPEX intervienen ciertos parámetros como el cambio de inversores electrónicos dc-ac o el ICIO que solamente aparecen en años concretos y tiene sentido valorar su impacto en el cómputo global del proyecto puesto que si se analizase el año en el cual se produce el pago de estos términos los resultados que tendríamos no reflejarían la realidad del OPEX y esto llevaría a error en el análisis del balance económico.

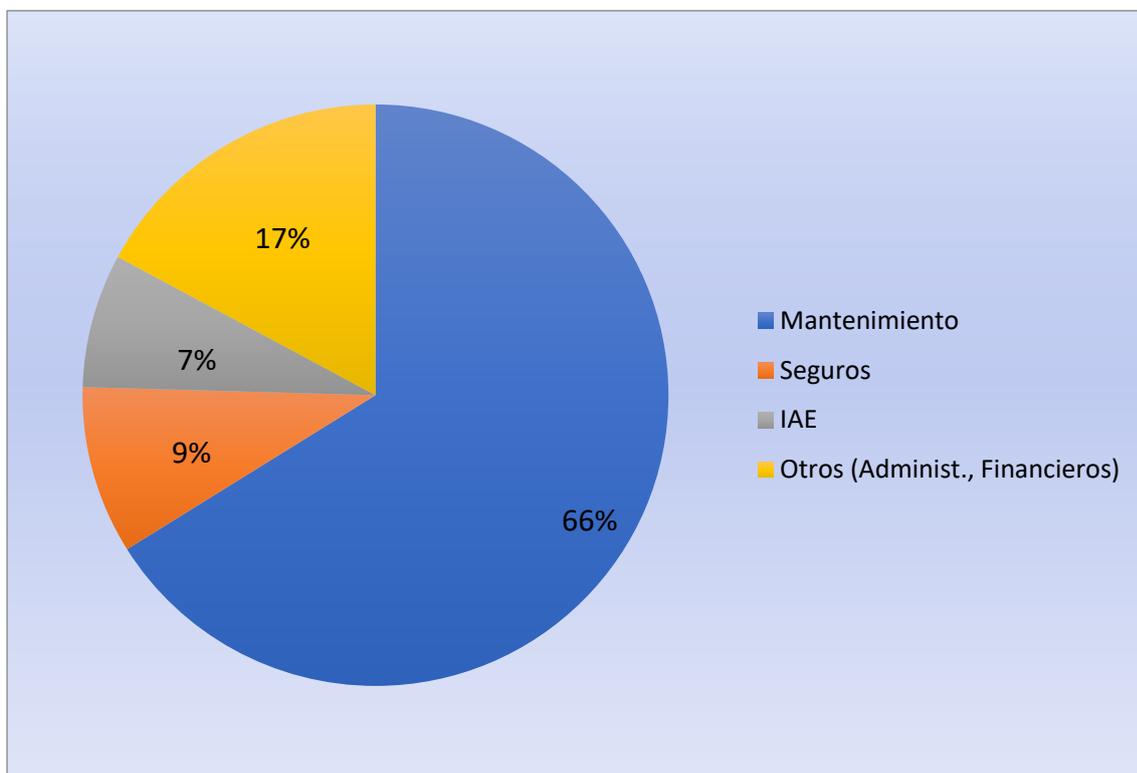


Ilustración 96: Gráfico sobre los costes OPEX anuales (no se tienen en cuenta pagos puntuales como el coste por el cambio de inversores electrónicos dc-ac). Fuente: Elaboración propia

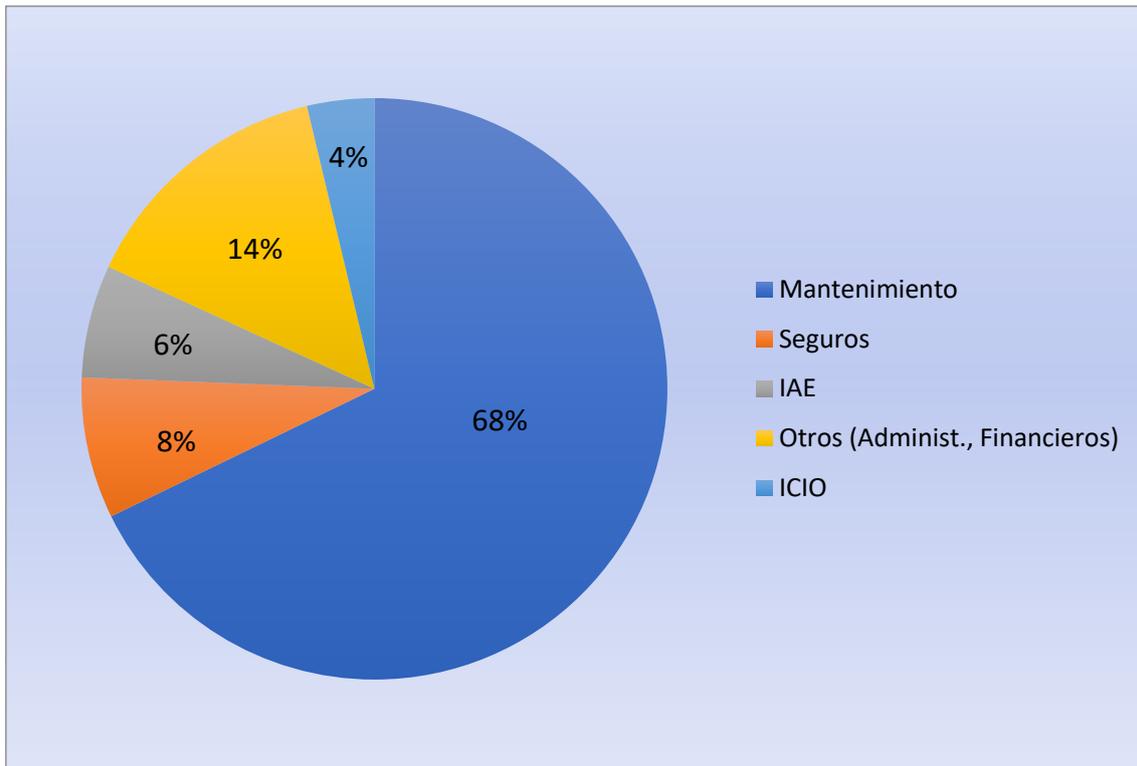


Ilustración 97: Gráfico sobre los costes OPEX a lo largo de los 25 años del proyecto. Fuente: Elaboración propia

Los costes tanto del CAPEX como del OPEX se importan en la hoja “Inputs” del modelo económico del modo que se explica en el apartado 9 y por tanto se tendrán en cuenta junto con el resto de factores de los cuales se ha hablado en este punto (IPC y TIE).

8.4 MÓDULOS Y ESTRUCTURA DE LA PLANTA FV

A pesar de no ser objetivo del alcance de este proyecto y servir solamente como referencia del porqué de la elección de un módulo fotovoltaico y el soporte sobre el que irá montado, se han analizado, con la ayuda de un software como es el PVGIS, las opciones de colocar los paneles fotovoltaicos sobre soporte fijo o sobre seguidores solares, esto permite comparar ambas opciones tanto en términos de producción como en términos económicos.

Uno de los aspectos clave en los proyectos fotovoltaicos es la elección tanto del módulo fotovoltaico como del sistema estructural que lo soporte. El módulo elegido para este proyecto tiene las siguientes características:

Potencia nominal (Pnom)	330
Tolerancia de potencia	0/+3
Eficiencia media de panel	17%
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmpp)	38.74
Corriente en el punto de máxima potencia (Impp)	8,52
Tensión de circuito abierto (Voc)	47,08
Corriente de cortocircuito (Isc)	9,18
Tensión máxima del sistema	1000
Fusible máximo por serie	15
Coefficiente de temperatura de potencia	-0,410
Coefficiente de temperatura de voltaje	-0,320
Coefficiente de temperatura de corriente	0,05

Tabla 9: Características de los módulos fotovoltaicos

El número de módulos que se necesitan para obtener la potencia requerida de 1MW de potencia instalada son 3030 módulos; como la superficie horizontal que ocupa cada módulo es de 1,954m², la superficie total de los módulos es de 5.879 m²; pero el área necesaria para la instalación de la planta sea de 10.000 m², ya que entre los módulos se debe dejar una separación, tal y como se verá a continuación cuando se hable de la estructura donde irán colocados los módulos FV.

La estructura donde se colocan los módulos será una estructura fija de aluminio, formando unas bancadas de dos filas y 34 módulos en horizontal. La separación entre módulos y el suelo será de 1,5 metros.

La estructura debe estar diseñada para resistir el peso propio, el peso de los paneles, cableado, elementos auxiliares del sistema y las acciones del viento y sismo.

El ángulo de inclinación de los módulos sobre la horizontal será el óptimo para la zona geográfica en la que se encuentra la planta FV y para el sistema estructural fijo con el que se cuenta. Este ángulo (según los programas de simulación de la producción eléctrica) es de 31º y una orientación totalmente al sur (azimut=1º). Puesto que la zona donde se van a instalar los paneles tiene una inclinación de 16º, el ángulo de inclinación entre los módulos y la estructura donde los paneles irán instalados es de 15º. En la ilustración nº99 se muestra el esquema de los ángulos de inclinación y diferentes medidas del panel FV y la estructura de soporte.

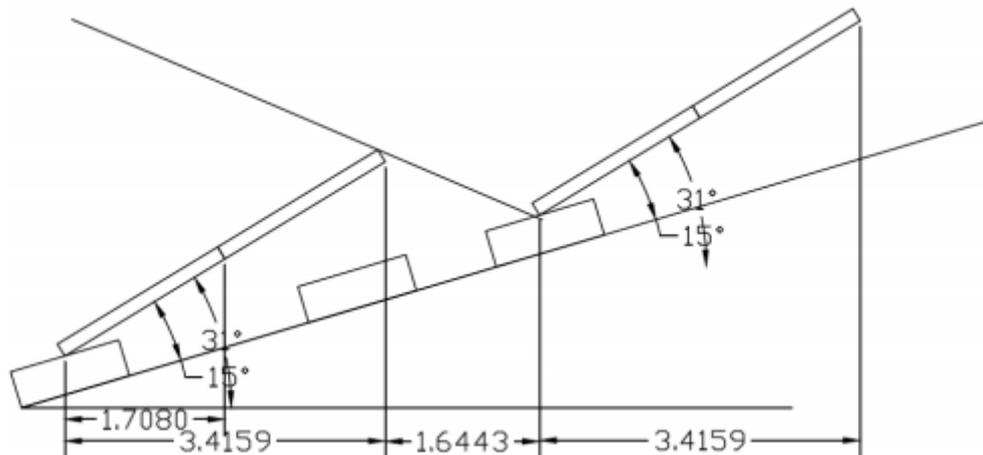


Ilustración 98: Esquema de las cotas de los paneles y la estructura de soporte. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del inversor.

Lo siguiente que se va a analizar es la diferencia entre elegir un tipo de estructura fija o con seguidor de 1 eje.

En primera instancia y en base a estudios anteriores en los que se afirma que “*Los seguidores solares son recomendables para zonas de alta latitud por el movimiento del sol a lo largo del año*”. Esta afirmación se basa en las diferentes trayectorias del sol según la latitud. En latitudes como las que se tienen en Andalucía, el sol describe una trayectoria con un radio mayor que por ejemplo en el norte de España. Esto implica que durante más horas de sol este está incidiendo de manera perpendicular a la posición óptima de los paneles FV y por tanto la mejora al utilizar un seguidor (con mayores costes iniciales y de mantenimiento, más el consumo eléctrico del motor que es un 0,5% de la producción anual aproximadamente) es menor en latitudes cercanas al ecuador. (“Seguidores Solares: Todo lo que necesitas saber,” n.d.)

Para esta simulación se ha utilizado el programa que facilita “European commission” y lo que se ha realizado es una comparación de las mejoras que se obtienen al utilizar un sistema de eje fijo o un sistema de un seguidor en la localización del proyecto. Finalmente se justifica las razones por las que el inversor ha elegido el sistema de eje fijo y si es coherente con los resultados económicos que se obtienen en este estudio. (“JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission,” n.d.)

Con la ayuda del programa mencionado con anterioridad se expone el análisis de la producción anual con un eje fijo y los parámetros de potencia y pérdidas que se han considerado.

Por otro lado, la forma de comparación del sistema de eje fijo con el sistema de un seguidor va a ser analizando la potencia instalada requerida para producir los 1624MWh anuales, que se ha estimado que es la producción anual óptima para la fábrica de Escúzar cuando se opta por un sistema de un seguidor. Realizando el estudio se concluye que la potencia instalada necesaria es de 775kWp, ya que se han tenido en cuenta las pérdidas de consumo que se tienen debido a los motores que integran los sistemas fotovoltaicos con ejes de un seguidor, que como ya se mencionó es de aproximadamente el 0,5% de la producción. (*Estimación de la Energía Generada por un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red*, n.d.), (Instituto Nacional de Investigaciones Forestales et al., 2010), (“11227 e2 Tecnología y Costes,” n.d.).

La simulación con el software PVGIS se ha desarrollado de la siguiente manera.

En primer lugar se ha puesto los valores característicos de la planta FV, como son la potencia de la planta y las pérdidas por el cableado, inversores electrónicos dc-ac, etc., las cuales han sido estimadas en un 5,2%. Lo siguiente que se ha hecho ha sido calcular, a través del software, los datos de producción eléctrica anual para los ángulos optimizados para la localización en Escúzar. Una vez se tienen todos los valores introducidos se calculan los resultados y el programa devuelve en forma de gráficos las soluciones.

Performance of Grid-connected PV

Radiation database: [What is this?]

PV technology:

Installed peak PV power kWp

Estimated system losses [0;100] %

Fixed mounting options:

Mounting position:

Slope [0;90] ° Optimize slope

Azimuth [-180;180] ° Also optimize azimuth
(Azimuth angle from -180 to 180. East=-90, South=0)

Tracking options:

Vertical axis Slope [0;90] ° Optimize

Inclined axis Slope [0;90] ° Optimize

2-axis tracking

Horizon file Ningún archivo seleccionado

Output options

Show graphs Show horizon

Web page Text file PDF

[\[help\]](#)

Ilustración 99: Pantalla del software PVGIS para el cálculo de la producción eléctrica. Fuente: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

Una vez se ejecuta el programa, este devuelve en primer lugar un resumen de pérdidas para la potencia instalada que se ha introducido. En este caso las pérdidas combinadas de la planta FV son del 17,8%.

Solar radiation database used: PVGIS-classic
Nominal power of the PV system: 1000.0 kW (crystalline silicon)
Estimated losses due to temperature and low irradiance: 10.7% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.8%
Other losses (cables, inverter etc.): 5.2%
Combined PV system losses: 17.8%

Ilustración 100: Cuadro resumen de las pérdidas en la planta FV para la potencia insertada. Fuente: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

En la tabla 10 se muestra una comparación numérica entre la producción anual para un sistema de eje fijo (tabla izquierda) y para un sistema de un seguidor (tabla derecha). Como se ve, con un sistema de 1 seguidor se aumenta la producción anual en un 29,3%. En la ilustración nº 102 se muestra un esquema en el que se aprecia como es en los meses

donde existe mayor radiación y mayores horas de sol donde hay una mayor diferencia de producción entre ambos sistemas.

Por último en las ilustraciones nº 103 se muestra el ángulo óptimo medio para cada mes del año y la temperatura media mensual que alcanzan los módulos FV. Se puede observar cómo existe una gran variedad en la inclinación óptima de los módulos según el mes, con valores de aproximadamente 60 grados de inclinación sobre la horizontal para los meses de invierno y prácticamente plano (5-6 grados) para los meses centrales del año. Por otro lado se observa que la temperatura media máxima no alcanza valores mayores de 25 grados, que es la temperatura máxima recomendada por el fabricante a partir de la cual la pérdida de eficiencia por el efecto del sobrecalentamiento de los módulos se dispara.

Month	E_d	E_m	H_d	H_m	Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3560.00	110000	4.10	127	Jan	4460.00	138000	5.20	161
Feb	3900.00	109000	4.52	127	Feb	4820.00	135000	5.64	158
Mar	4800.00	149000	5.73	178	Mar	6150.00	191000	7.35	228
Apr	4710.00	141000	5.71	171	Apr	6030.00	181000	7.26	218
May	5230.00	162000	6.46	200	May	7130.00	221000	8.68	269
Jun	5330.00	160000	6.69	201	Jun	7490.00	225000	9.25	278
Jul	5260.00	163000	6.74	209	Jul	7330.00	227000	9.25	287
Aug	5020.00	156000	6.43	199	Aug	6630.00	206000	8.39	260
Sep	4660.00	140000	5.82	175	Sep	5930.00	178000	7.36	221
Oct	4270.00	132000	5.20	161	Oct	5330.00	165000	6.55	203
Nov	3230.00	97000	3.79	114	Nov	3950.00	118000	4.68	141
Dec	3070.00	95200	3.55	110	Dec	3790.00	118000	4.45	138
Yearly average	4430	135000	5.40	164	Yearly average	5760	175000	7.02	213
Total for year		1620000		1970	Total for year		2100000		2560

Tabla 10: Producción eléctrica de los módulos FV para un sistema de soporte de eje fijo y un sistema con un seguidor. Fuente: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

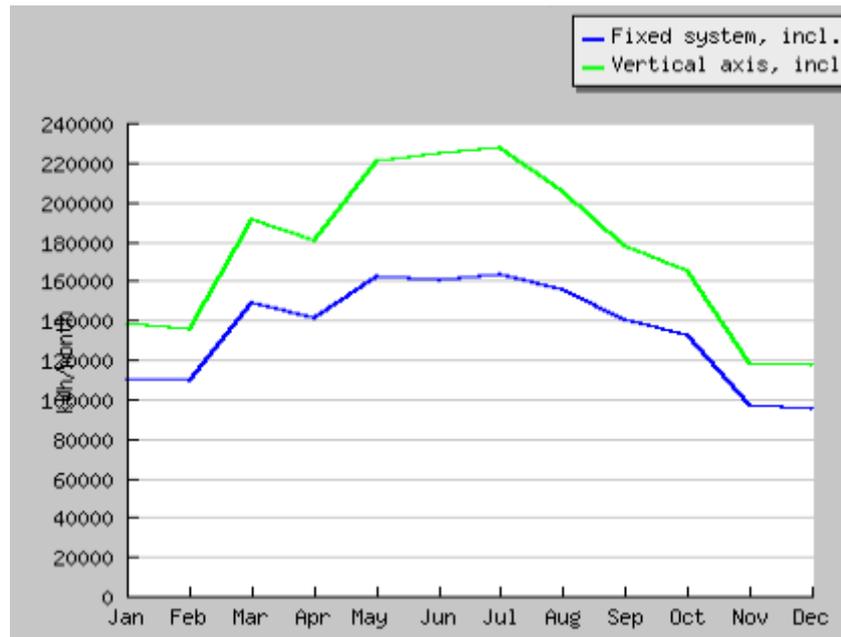


Ilustración 101: Comparativa entre la producción de un sistema de eje fijo y un sistema con un seguidor de un eje. Fuente: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

El eje vertical de la ilustración nº 101 no se aprecia y puesto que se ha obtenido de la página indicada no se puede modificar. Las unidades de dicho eje son kWh/m²/month.

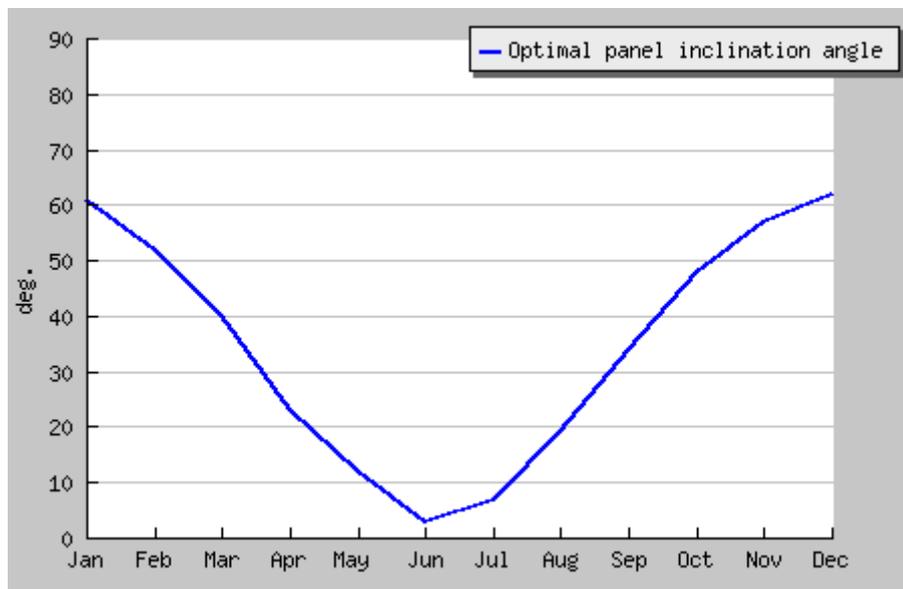


Ilustración 102: Inclinación óptima del panel a lo largo del año. Fuente: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

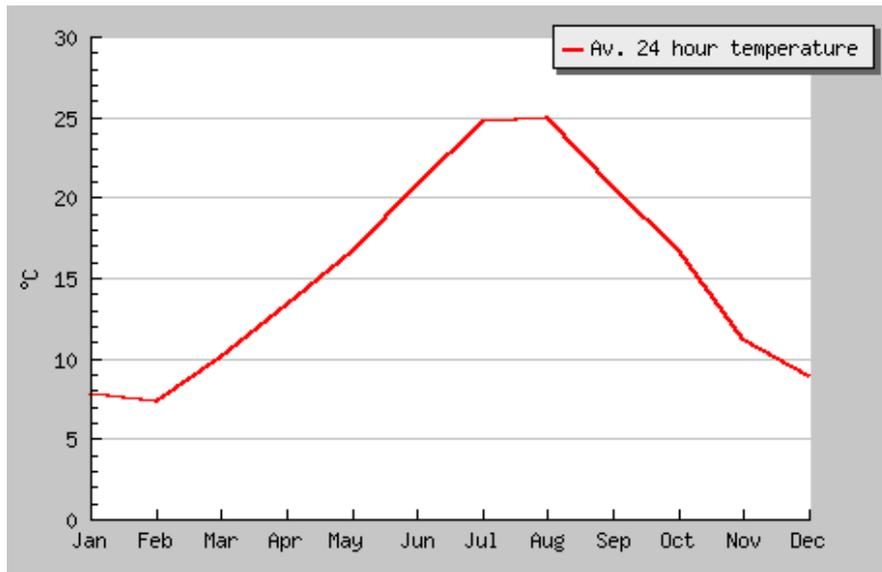


Ilustración 103: Temperatura media de los paneles a lo largo del año. Fuente: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

A continuación se muestra la tabla de producción eléctrica que se tiene para una planta de módulos con seguidor de 775kWp de potencia instalada, que es aproximadamente la misma que se tiene para una planta de 1MWp con una estructura de paneles de eje fijo. Con estas dos opciones se analiza la situación económica para cada caso y posteriormente se explica la decisión de elegir un tipo de estructura u otra.

Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3430.00	106000	5.16	160
Feb	3690.00	103000	5.59	156
Mar	4730.00	147000	7.31	227
Apr	4640.00	139000	7.23	217
May	5510.00	171000	8.66	268
Jun	5790.00	174000	9.24	277
Jul	5670.00	176000	9.23	286
Aug	5120.00	159000	8.36	259
Sep	4570.00	137000	7.34	220
Oct	4110.00	127000	6.52	202
Nov	3050.00	91400	4.67	140
Dec	2900.00	89900	4.41	137
Yearly average	4440	135000	6.98	212
Total for year		1620000		2550

Tabla 11: 775kW con seguidor. Fuente: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

Para el sistema de eje fijo se conocen los costes. Realizando una investigación sobre el estado del arte existente en diferentes proyectos ejecutados se llega a la conclusión de que los costes OPEX tienen un precio entre un (15-30%) mayor por Wp instalado, y por otro lado los costes iniciales son de un orden de entre un (5-15%) mayor por Wp instalado. La comparativa radica en que para el obtener la misma producción eléctrica anual se requiere menos potencia instalada y por ello menos paneles fotovoltaicos.

Para el caso del eje fijo se necesitan 3.030 paneles fotovoltaicos mientras que para el caso del seguidor solar se necesitan aproximadamente 2.364 paneles fotovoltaicos. Sin embargo, el coste se encarece tanto en el CAPEX como en el OPEX de la forma que ofrecen varias fuentes consultadas.

Según la fuente (“Documentos en los que el autor es "Peña Carrascosa, Javier de la" (Tipo de Documento) - Archivo Digital UPM,” n.d.) respecto a los sistemas de eje fijo, los sistemas con seguidor tienen unos costes tanto CAPEX como OPEX más elevados, aproximadamente un 5% y un 17% respectivamente.

Si se trasladan estos porcentajes a la planta que se presenta en este proyecto se tiene que el coste CAPEX para el sistema con seguidor sería de $0,80 \times 1,05 = 0,84 \text{ €/Wp}$ y por otro lado los costes OPEX serían de $0,64 \times 1,17 = 0,75 \text{ €/Wp}$.

La diferencia es de 224.336 a los 25 años a favor de los paneles con estructura de eje móvil. ¿Por qué entonces se ha optado por los sistemas de eje fijo? Los aspectos por los que se ha optado por un eje fijo se enumeran a continuación:

1. La mejora económica se calcula a los 25 años, intervalo de tiempo en el que existe un riesgo elevado de averías en los motores de los seguidores solares (lo que conlleva costes de mantenimiento y costes por pérdida de producción).
2. La instalación se implementa sobre un talud natural que dota de inclinación a los paneles como si se tratase de un tejado.
3. La inclinación del talud dificulta la eficiencia de los seguidores en su movimiento de giro (se deberían elevar las estructuras de soporte, con lo que se eleva el precio se incrementa y la dificultad de montaje y mantenimiento).

4. La zona no dispone de espacios disponibles horizontales propiedad de Solvay por lo que acomodar la zona supondría gastos de obra civil que eliminarían la viabilidad y competitividad el proyecto.

	CAPEX		OPEX 25 años		TOTAL
	€	€/Wp	€	€/Wp	€
Eje fijo (1000kW)	800.000	0,80	644.336	0,644	1.444.336
Eje móvil (775kW)	639.375	0,825	580.624	0,75	1.220.000

Tabla 12: Comparativa del precio entre seguidor de eje fijo y seguidor de eje móvil. Fuente: Elaboración propia.

NOTA: La comparación entre un seguidor de eje fijo y de eje móvil se ha hecho con un CAPEX de 800.000€ como referencia. Para cualquier CAPEX diferente la formulación y los pasos de cálculo son los mismos.

8.5 PRECIO OMIE MEDIO ESTIMADO DE BENEFICIO CERO

Uno de los aspectos que se tienen en cuenta a la hora de invertir en un proyecto (en este caso desde el punto de vista del inversor) es el punto de inflexión a partir del cual el proyecto no es viable y no interesa invertir en él. Por esta razón es necesario calcular mediante una estimación todos los costes, tanto de inversión inicial como de forma anual a lo largo de la vida útil del proyecto, que se van a tener en el mismo. Con este valor se puede calcular los ingresos mínimos que se tienen que tener para que con un TIR del 0% el valor residual al final del proyecto sea 0, es decir, a partir de qué precio de venta de energía deja de ser económicamente rentable el proyecto.

En primer lugar, desde el punto de vista del inversor, que es quien va a realizar la inversión inicial y mantenimiento de la planta FV, el precio mínimo resultante será una combinación de los dos precios diferentes a los que se va a vender la energía y por ende habrá que hacer una ponderación (60% se vende al cliente y el 40% a la red). El primer término de la fórmula 10 se encuentra multiplicado por el factor 1,34, que es el que relaciona el precio OMIE con el PFC y por 0,874 que representa el descuento con el que se vende la energía al cliente (Solvay). El segundo término se multiplica por un coeficiente de 0,92, que representa las tasas y los peajes de generación del precio OMIE. Este segundo término representa el precio al cual se vende la energía a la red.

$$0,6 \times (Pomie \times 1,34 \times 0,874) + 0,4(0,92 \times Pomie) = Pmínimo$$

Fórmula 10: Fórmula que relaciona el precio mínimo de venta con el precio OMIE. Fuente: Elaboración propia

Los costes totales del proyecto se desglosan dentro del CAPEX y el OPEX y son los siguientes:

- CAPEX= 700.000€-800.000 €
- OPEX= 641.272-644.336€

$$Pmínimo = \frac{CAPEX+OPEX}{Producción\ planta\ FV\ 25\ años} = \frac{1.341.272\ €}{37.367\ MWh} = 35,89€/MWh$$

$$Pmínimo = \frac{CAPEX+OPEX}{Producción\ planta\ FV\ 25\ años} = \frac{1.444.336\ €}{37.367\ MWh} = 38,65€/MWh$$

Fórmula 11: Precio mínimo para la viabilidad del proyecto. Fuente: Elaboración propia

$$Pomie = \frac{Pmínimo}{1,0715} = 33,49€/MWh$$

$$Pomie = \frac{Pmínimo}{1,0715} = 36,07€/MWh$$

Fórmula 12: Precio OMIE mínimo para la viabilidad del proyecto. Fuente: Elaboración propia

Este precio OMIE es el precio a partir del cual el proyecto tiene un TIR del 0% a los 25 años. El objetivo es conseguir la amortización del proyecto en un periodo entre los 17 y los 20 años con un TIR comprendido entre el 5% y el 7%, por lo que a pesar del precio mínimo que se necesita (el cual indica el poco riesgo que tiene la inversión respecto a la posibilidad de que esta revierta pérdidas económicas), el interés del inversor recalca en conseguir precios de la electricidad lo más elevados posible.

Otro aspecto que se ha de tener en cuenta es que una vez se amortice la inversión de la planta con el TIR requerido, la planta FV no va a producir energía “gratis” si no que se siguen teniendo que compensar los costes generados por la utilización y explotación de la planta. Estos costes se contemplan de forma anual y tienen un valor medio de 25.614 €. Puesto que la producción media de las placas FV debido a la degradación del 0,7% es de 1494 MWh el precio OMIE mínimo que se puede permitir (basándonos en la misma fórmula que para el precio OMIE durante la amortización del proyecto) es de 16€/MWh. Si el precio

OMIE anual fuese menor de ese valor no sería rentable mantener en funcionamiento la planta FV una vez se haya amortizado la inversión inicial.

- Producción media anual= 1494 MWh
- OPEX medio anual = 644.336/25=25.614€

$$P_{\text{mínimo}} = \frac{OPEX}{\text{Producción planta FV media anual}} = \frac{25.773 \text{ €}}{1.494 \text{ MWh}} = 17,26\text{€/MWh}$$

Fórmula 13: Precio mínimo para los costes OPEX una vez amortizado la inversión del proyecto. Fuente: Elaboración propia

$$P_{\text{omie}} = \frac{P_{\text{mínimo}}}{1,0715} = 16,1\text{€/MWh}$$

Fórmula 14: Precio OMIE mínimo para los costes OPEX una vez amortizada la inversión del proyecto. Fuente: Elaboración propia

En la ilustración nº 105 se muestra que mientras el precio OMIE sea superior a los 36,07€/MWh, el proyecto va a ser rentable al cabo de 25 años, mientras que cuando el precio OMIE sea menor se estará perdiendo dicha rentabilidad. Se ha visto que la media del precio OMIE en 2018 ha sido de 57,3€/MWh, por lo que se está cumpliendo la rentabilidad con un margen de prácticamente 21€/MWh.

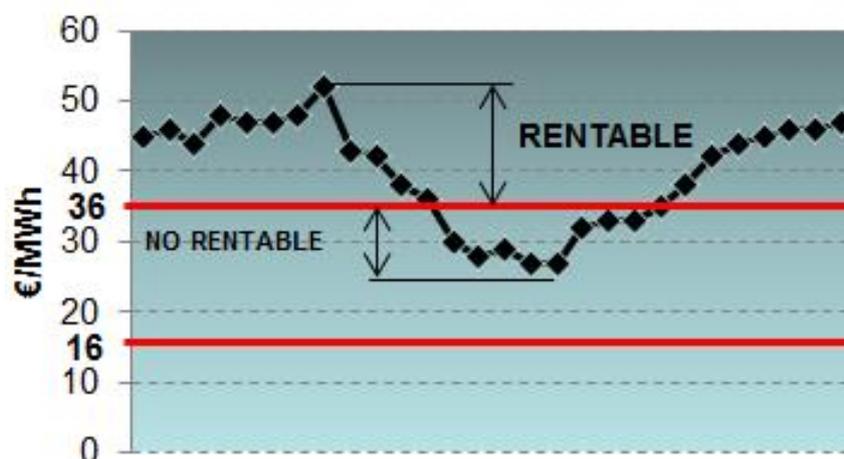


Ilustración 104: Ejemplo esquemático de la rentabilidad del proyecto en función del precio OMIE. Fuente: Elaboración propia

9. MODELO PARA LA SIMULACIÓN ECONÓMICA

El modelo de negocio económico tiene un último paso en la construcción y análisis del estudio económico a lo largo de la vida útil del proyecto, estimada en 25 años. Para realizar el análisis se construye un archivo con formato de hoja de cálculo estructurado como se muestra en la ilustración nº 106. Esta hoja de cálculo es la que se usa para realizar el balance económico del proyecto de acuerdo una vez se inserten los precios de la energía, ingresos, gastos, etc. Con esta hoja de cálculo se pueden estimar resultados muy próximos a los escenarios en los que se va a mover el proyecto durante su vida útil. Una vez se analiza la hoja de cálculo se está en una situación adecuada para realizar el proceso de negociado con el inversor correspondiente. El objetivo final es concluir el futuro económico del proyecto y establecer los términos del contrato para que se cumplan los requerimientos por parte del inversor y para estimar la situación del SLV a lo largo del proyecto y conseguir un acuerdo lo más fructífero posible.

9.1 REQUERIMIENTOS INICIALES

Los requerimientos iniciales tanto por parte del inversor como por parte de SLV que se han acordado son los datos de partida para analizar la viabilidad y el riesgo del presente proyecto. Una vez se negocian los objetivos que se han de cumplir, se puede ver el espacio temporal que se necesita y el margen económico con el que se va a cuenta. A partir de conocer la viabilidad o no de los requerimientos, se oferta la alternativa más competitiva para el cumplimiento del objetivo principal del inversor, el TIR requerido en el intervalo de tiempo requerido.

Con todo lo expuesto anteriormente, los objetivos a alcanzar son:

1. TIR del 6% anual en 21 años.
2. Descuento sobre el PFC del 12,6% durante los primeros 4 años con renegociación tras ese intervalo.
3. Si el consumidor quiere hacerse propietario de la planta FV antes de que se amortice la inversión con el TIR establecido, este debe abonar la cantidad correspondiente al valor residual.

4. Una vez se amortice la inversión con el TIR acordado, la planta pasará a ser propiedad del cliente por un valor de 0 euros y este se encargará de los costes de mantenimiento y de terceros que surjan de la explotación de la planta.

9.2 ESTRUCTURA DE LA HOJA DE CÁLCULO

Como se observa la ilustración nº106, la hoja de cálculo estará compuesta por varias hojas: Una hoja llamada “Inputs” en la cual se van a poner los valores de entrada en el primer año de vida del proyecto (2020). Una segunda hoja llamada “Simulación P&L 2020-2044”. Esta hoja es la hoja más importante de todo el proyecto ya que es la hoja en la que se va a programar el flujo de caja y en general, los “Profits” and “Losses” (beneficios y pérdidas). Esta hoja es en la que se puede observar la viabilidad del proyecto.

Por último, se va a tener una hoja para cada año del proyecto (2020-2044) añadiendo a estas los años 2018 y 2019. Estos dos años se tienen debido a que la simulación se va a realizar del modo que se ha comentado a lo largo del proyecto tomando como datos base los datos reales que ya se tienen en 2018.

Inputs	Simulación P&L 2020-2044	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2
--------	--------------------------	------	------	------	------	------	------	------	---

Ilustración 105: Estructura de la Hoja de Cálculo para la simulación P&L. Fuente: Elaboración propia

En los siguientes puntos se expone la estructura interna de cada hoja de las comentadas en este punto.

9.2.1 Hoja Inputs

La hoja “inputs” presenta la estructura que se muestra en la imagen nº106. En esta hoja se insertan las variables de entrada de las cuales dependen los ingresos y gastos a lo largo de la vida útil del proyecto. En esta hoja se introducen las variables de entrada reales que se tienen en cuenta para la estimación de los 25 años del proyecto. Son datos obtenidos del año 2018. Sin embargo, en cada hoja del año N se introducen las variables reales de ese mismo año una vez se actualicen los datos reales de entrada del año en cuestión. Las celdas de color amarillo se deben rellenar con los datos del proveedor mientras que el resto de celdas se rellenan con los del cliente (Solvay en este caso). La hoja se divide en 3 apartados:

1. Eficiencia Módulos.

En este apartado se encuentra la vida útil del proyecto (25 años), la degradación en la producción de los módulos, es decir, cada año los módulos van a perder esta cantidad de eficiencia en la producción de energía eléctrica (0,7%/año) y por último el IPC que corresponde al aumento del coste que surge del mantenimiento de los módulos a razón de un 1,6% anual.

2. Gastos relacionados con la explotación anual de la planta FV

En ese apartado tenemos diferentes costes del proyecto. Se introducen los valores tanto para el CAPEX (inversión inicial) como para el OPEX (Op & Mantenimiento, Seguros, ICIO, IAE, Coste de representación y Otros). También entra dentro de este apartado el coste por el cambio de inversores electrónicos dc-ac en el año 10 y en el año 20, debido a que se estima una vida útil de 10 años para estos aparatos. El CAPEX en este proyecto tiene un valor con un rango entre 700.000€-800.000 € y el OPEX comprende el mantenimiento (13.943 €/año), seguros (2.000 €/año), ICIO (13.943 € solamente el primer año), IAE (1.594 €/año), cambio de inversores electrónicos dc-ac (4.000€ se estima que en el año 10 y en el 20) y otros costes estimados en 3.667 €/año. El coste de representación, los peajes en la generación, la tasa de inflación energética son valores que se publican en el BOE o se estiman y no pertenecen a costes OPEX.

3. Precio referencia de compra

A este apartado pertenecen las retribuciones al operador de mercado, retribuciones al operador de sistema, el impuesto municipal y un factor llamado “% aumento sobre Precio OMIE anual” que representa el ratio de aumento medio que tiene el PFC respecto el precio OMIE.

EFICIENCIA MÓDULOS	
Vida útil	25 años
Degradación	0,7%
IPC	1,6%

GASTOS POR ADQUISICIÓN Y EXPLOTACIÓN DE LA PLANTA	
Inversión Inicial	700.000€-800.000€
Operación y mantenimiento	13.943 €/año

GASTOS POR ADQUISICIÓN Y EXPLOTACIÓN DE LA PLANTA	
Seguros	2.000 €/año
ICIO	23.564 € (Sólo el primer año)
IAE	1.594 €/año
Coste de representación	0,5 €/MWh
Otros (Admin., Financieros, Alquiler)	3.666 €/año
Coste Cambio de Inversores electrónicos dc-acaño 10/20	8.000 €
Peaje de generación	0,5 €/MWh
Tasa a la generación	7%
Inflación Energética	1%

PRECIO REFERENCIA DE COMPRA	
Ropm	0,03357 €/MWh
Ros	0,12772 €/MWh
Impuesto municipal	1,50%
% aumento sobre Precio OMIE anual	134%

Tabla 13: “Inputs” de la hoja de cálculo. Fuente: Elaboración propia.

NOTA: En amarillo se encuentran las casillas que se deben rellenar con los datos del inversor

9.2.2 Hoja año N

En la hoja de cálculo se va a tener una hoja para cada año de la vida útil del proyecto. Como se ha mencionado en el apartado anterior, cada hoja del año N se va a actualizar en la segunda quincena de Enero del año N+1 con los valores reales del año anterior. Los años a futuro seguirán la relación establecida con los años precedentes por lo que la simulación se actualiza automáticamente una vez se introduzcan los valores reales de los años pasados. Las hojas del año N sirven para estudiar en detalle el año de interés.

Los valores resultantes de cada hoja del año N se vinculan a la hoja “Simulación P&L 2020-2044” una vez estos sean valores reales (se actualizan en el año N+1).

En cada hoja del año N se inserta una tabla de inputs reales con la misma estructura que la que se ha expuesto en el punto anterior con la diferencia de que los valores que se exponen en cada hoja corresponden a valores reales.

También se tiene una tabla como la mostrada en la tabla 13 en la que aparecen los términos que publica el BOE para cada año.

En la tabla 15 se muestra la tabla de las 13 primeras horas del año 2020 y con ello la forma en la que se introducen los valores reales que posteriormente se trasladan a la hoja de la simulación. En esta tabla se introducen las 8760 horas del año y en cada hora se introducen los siguientes datos (entre paréntesis se indican su procedencia o quién es el que publica dicho valor):

- Día/hora (Solvay)
- Numero de mes (Solvay)
- Periodo (Solvay)
- Consumo horario (Solvay)
- Generación FV horaria (Inversor)
- Autoconsumo horario (Fórmula)
- Energía horaria vertida a la red (Fórmula)
- Precio omie horario (Solvay obtenido de la REE)
- PFM horario (Solvay obtenido de la REE)
- Kest (BOE)
- Kest × Pérdidas 6.1 (BOE)
- TE ATR 6.1 (BOE)
- PFC horario (Fórmula)
- Ingresos por autoconsumo horario (Fórmula)
- Ingresos por la energía vertida a la red horaria (Fórmula)

Una vez se tienen todos los valores horarios de la tabla elaborada, se llevan a una tabla resumen de carácter mensual por requerimiento del inversor debido a motivos de liquidaciones de los ingresos y de la forma de facturación de este. En esta tabla 16 el inversor rellena de forma mensual los ingresos tanto por autoconsumo como por la energía vertida a la red. Por otro lado, cuando el consumidor actualice la tabla (segunda quince de Enero del año N+1) se comprueba que los datos tanto de inversor como de consumidor coinciden. Puede existir alguna diferencia debido a que como ya se ha explicado en el punto 4 el sistema de desvíos y los precios finales de la energía para las liquidaciones dependientes del mercado ibérico de la electricidad no tienen los valores finales hasta los 12 meses

después de la entrega física de la energía. Las diferencias van a ser despreciables y no afectan por tanto al devenir del proyecto.

Una vez se han rellenado los datos correspondientes al año N se obtiene un precio OMIE y un precio PFC ponderados por energía vertida a la red y por energía autoconsumida respectivamente de la misma manera que se obtuvieron en el punto 7. La única diferencia es que la energía total sin la planta FV se compraba en su totalidad a la red eléctrica y una vez instalada la planta FV parte de la energía se compra a la red eléctrica y parte al inversor.

El PFC resultante para el año N (lo calculamos en la segunda quincena de Enero del año N+1) será con el que se calcule el precio PPA (PFC con descuento) para toda la energía autoconsumida en el año N+1.

El precio de la energía vertida a la red se calcula a través del precio OMIE en el mismo año de la venta física de la energía. En la ilustración nº 107 se ve un ejemplo de lo que resultaría en el caso de que la planta hubiera operado en el año 2018 con los precios que ya se saben.

El precio OMIE ponderado por energía vertida a la red es de 56,31€/MWh.

El PFC ponderado por energía autoconsumida tiene un valor de 76,74€/MWh.

El PPA resulta de aplicar un descuento del 12,6% al PFC y el valor resultante será el que se aplique a la energía autoconsumida en el año siguiente al del cálculo del PPA. Su valor en este ejemplo es de 67,15€/MWh.

Como se explicó en el punto 6 la energía vertida a la red se vende con precio aproximado del 92% del precio OMIE que en este caso sería:

$$\text{Precio venta energía vertida a la red} = 56,31 \times 0,92 = 51,8\text{€/MWh}$$

Fórmula 15: Precio de venta a la red para un precio OMIE de 56,31 €/MWh. Fuente: Elaboración propia

En este punto se acaba de ver la diferencia entre el precio de la energía autoconsumida y la energía vertida a la red. Para un precio OMIE de 56,31 €/MWh la diferencia es de 15,3 €/MWh, casi un 30% más.

VALORES BOE			
PERIODOS	Perd 6.1 BOE (%)	Kest*perd6.1	TE ATR 6.1 BOE €/MWh
P1	0,068	0,073	26,674
P2	0,066	0,081	19,921
P3	0,065	0,066	10,615
P4	0,063	0,068	5,283
P5	0,063	0,061	3,411
P6	0,054	0,075	2,137

Tabla 14: Elementos del BOE por discriminación de periodos horarios. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del BOE.

Día/Hora	NUMERO MES	PERIODO	CONSUMO SLV	GENERACION FV	AUTOCONSUMO FV	VERTIDA EXC. RED FV	OMIE	PFMh	Kest	Kest*perd 6.1	TE ATR 6.1	PFC	INGRESOS NETOS AUTOCONSUMO	INGRESOS NETOS VENTA EXCEDENTE
			kWh	kWh	kWh	kWh	€/MWh	€/MWh			€/MWh	€/MWh	€/año	€/año
01/01/2020 0:00	1	6	27	0	0	0	6,74	20,76	2	0,108	2,137	25,67	0,00	0,00
01/01/2020 1:00	1	6	26	0	0	0	4,74	19,02	2	0,108	2,137	23,71	0,00	0,00
01/01/2020 2:00	1	6	28	0	0	0	3,66	17,9	2	0,108	2,137	22,45	0,00	0,00
01/01/2020 3:00	1	6	28	0	0	0	2,3	20,88	2	0,108	2,137	25,80	0,00	0,00
01/01/2020 4:00	1	6	29	0	0	0	2,3	18,83	2	0,108	2,137	23,49	0,00	0,00
01/01/2020 5:00	1	6	27	0	0	0	2,06	15,8	2	0,108	2,137	20,09	0,00	0,00
01/01/2020 6:00	1	6	34	0	0	0	2,06	18,7	2	0,108	2,137	23,35	0,00	0,00
01/01/2020 7:00	1	6	33	0	0	0	2,06	19,97	2	0,108	2,137	24,78	0,00	0,00
01/01/2020 8:00	1	6	22	59	22	37	2,3	21,91	1,68	0,091	2,137	26,57	1,48	0,05
01/01/2020 9:00	1	6	16	246	16	230	2,3	17,82	1,53	0,083	2,137	21,90	1,07	0,30
01/01/2020 10:00	1	6	17	371	17	354	2,3	14,63	1,45	0,078	2,137	18,33	1,14	0,46
01/01/2020 11:00	1	6	16	458	16	442	2,3	14,69	1,6	0,086	2,137	18,51	1,07	0,58
01/01/2020 12:00	1	6	15	505	15	490	2,3	14	1,69	0,091	2,137	17,82	1,01	0,64

Tabla 15: Ejemplo de la tabla de cálculo de forma horaria para el año 2020. Fuente: Elaboración propia

En la tabla resumen como la que se muestra a continuación el inversor completará las casillas mensualmente con los datos reales que aparezcan en los diferentes medios de control de la energía y por otra parte, insertará los ingresos netos de forma mensual debido a la necesidad de facturación interna de la empresa. El consumidor verificará los datos del año N en la segunda quincena del mes de Enero del año N+1.

	CONSUMO SLV	GENERACION FV	AUTOCONS. FV	VERTIDA EXC. RED FV	INGRESOS NETOS AUTOCONSUMO 2020	INGRESOS NETOS VENTA EXCEDENTE 2020	INGRESOS NETOS (Reales Inversor) VENTA EXCEDENTE 2020
	kWh	kWh	kWh	kWh	€/año	€/año	€/año
Enero							
Febrero							
Marzo							
Abril							
Mayo							
Junio							
Julio							
Agosto							
Septiembre							
Octubre							
Noviembre							
Diciembre							
TOTAL							

Tabla 16: Modelo de tabla resumen de los datos económicos y energéticos por meses.

Fuente: Elaboración propia

Precio OMIE medio por E. vert. red	
56,31	€/MWh

PRECIO FINAL PFC	
76,74	€/MWh

Precio PPA para 2021	
Descuento Aplicado	12,5%
P Venta FV	67,15

Ilustración 106: Ejemplo del precio PPA para 2021 con un PFC calculado para 2020. Fuente: Elaboración propia.

9.2.3 Hoja Simulación P&L 2020-2044

La hoja “Simulación P&L 2020-2044” presenta la estructura que se muestra en las páginas siguientes. En la primera página se tienen los datos tanto energéticos como los inputs que se extraen de las hojas de cada año del proyecto. Esta hoja se actualiza anualmente una vez se tengan los datos reales de los diferentes inputs que se tienen en cuenta a la hora de realizar la simulación, manteniendo los datos desconocidos como datos estimados a partir de los datos reales que se tengan.

Para el precio OMIE a lo largo del proyecto, se van a utilizar las estimaciones que nos ofrece la página del OMIP para los próximos 5 años y a partir de esa base, realizar una estimación de los posibles precios que se van a manejar. Se estima que los precios OMIE van a estar en el rango de 45-65 €/MWh por lo que los incrementos y decrementos se ajustan a este rango de valores.

A partir de la estimación de los precios OMIE es posible realizar el resto de estimaciones puesto que como se ha visto a lo largo del proyecto, tanto los ingresos como los precios a los que se vende la energía eléctrica varían en función del precio del mercado diario. El consumo anual se estima con un valor constante a lo largo de la vida útil del proyecto (6.753MWh), este valor estimado se actualizará anualmente una vez se inserten los datos reales de consumo para el año N en la hoja de cálculo correspondiente. A su vez, los ingresos que obtiene el propietario de las placas FV varían en función de la producción de las mismas. Para la evolución de la producción de las placas se tiene en cuenta la degradación del 0,7% anual de las mismas. (“omip,” n.d.)

En la segunda hoja de las mostradas para la simulación, se realiza el cálculo de términos como el valor residual, el TIR acumulado, el coste de cesión para el año 25 o los intereses. En este caso solamente se necesita estipular el TIR anual objetivo que se tiene que como se muestra en este caso, para este proyecto es de un 6% anual sobre la cantidad de inversión no amortizada. Para el cálculo de la simulación se utiliza como herramienta una función que se ha de programar para realizar siempre la misma operación y que como variables utilice los inputs que se introduzcan en las diferentes hojas del fichero de cálculo.

Macro “Cálculo valor residual”: Para la simulación de todo el modelo económico se ha programado una macro en la hoja de cálculo con la cual se está en disposición de

conocer todos los datos necesarios para el estudio del proyecto. El código que se utiliza en la macro es el que se muestra a continuación:

Código macro

```
Sub CALCULO_VALOR_RESIDUAL()  
'  
' Macro1 Macro  
  
j = 4  
  
Do While j < 29  
Cells(41, 2) = Cells(48, j)  
  
Application.EnableEvents = False  
Range("C37").GoalSeek Goal:=Range("B42").Value, ChangingCell:=Range("B40")  
Application.EnableEvents = True  
i = j + 1  
Cells(50, i) = Cells(40, 2)  
j = j + 1  
Loop  
  
End Sub
```

Ilustración 107: Código de la macro para la simulación. Fuente: Elaboración propia

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Balance Energético											
CONSUMO SLV	kWh		6.753.780	6.753.780	6.753.780	6.753.780	6.753.780	6.753.780	6.753.780	6.753.780	6.753.780
GENERACIÓN FV	kWh		1.624.040	1.612.672	1.601.383	1.590.173	1.579.042	1.567.989	1.557.013	1.546.114	1.535.291
AUTOCONS. FV	kWh		1.002.112	995.097	988.131	981.215	974.346	967.526	960.753	954.028	947.349
VERTIDA EXC. RED FV	kWh		621.928	617.575	613.252	608.959	604.696	600.463	596.260	592.086	587.942
Precio Electricidad											
Precio OMIE	€/MWh		55,00 €	55,6	56,1	56,7	57,2	57,8	58,4	59,0	59,6
Precio PPA	€/MWh		65,5	66,1	66,8	67,4	68,1	68,8	69,5	70,2	70,9
PFC SOLVAY			73,7	74,4	75,2	75,9	76,7	77,5	78,2	79,0	79,8
Descuento			112,6%								
Ingresos											
Ingresos Anual Contrato Autoconsumo	€/año		65.588	65.780	65.973	66.166	66.360	66.555	66.750	66.945	67.141
Ingresos netos Venta Excedente	€/año		31.190	31.287	31.385	31.483	31.581	31.680	31.779	31.878	31.977
Coste Cesión del Activo			0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos											
Mantenimiento	€/año		10.086	10.248	10.412	10.578	10.748	10.919	11.094	11.272	11.452
Seguros	€/año		2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Tasas e impuestos	€/año		25.157	1.594	1.594	1.594	1.594	1.594	1.594	1.594	1.594
Otros (Admin., Financieros)	€/año		5.809	5.809	5.809	5.809	5.809	5.809	5.809	5.809	5.809
Impuesto Eléctrico	€/año		503	504	506	507	509	510	512	513	515
Coste Cambio Inversores											
Flujo de Caja Proyecto											
Flujo Anual		-800.000	50.849	63.452	59.152	65.768	70.057	75.462	79.598	75.612	64.342
Flujo Anual Acumulado			-749.151	-685.699	-626.547	-560.779	-490.723	-415.260	-335.663	-260.051	-195.709

SOLVER										
Coste Cesión Activo	-63.0000									
Años Contrato	25									
TIR OBJETIVO	6,00%									
CALCULO VALOR RESIDUAL										
AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
VALOR RESIDUAL			797.151	781.493	769.247	749.555	724.380	692.224	653.991	617.695
Intereses			48000	50880	53933	57169	60599	64235	68089	72174
Inversion + intereses		800.000	848.000	898.880	952.813	1.009.982	1.070.580	1.134.815	1.202.904	1.275.078
Flujo caja anual										
Flujo caja acumulado			50.849	63.452	59.152	65.768	70.057	75.462	79.598	75.612
Valor residual			50.849	117.351	183.543	260.324	346.000	442.222	548.353	656.866
Total			797.151	781.493	769.247	749.555	724.380	692.224	653.991	617.695
TIR		-93,2%	-65,1%	-44,2%	-30,2%	-20,7%	-14,0%	-9,2%	-5,7%	-2,9%

Tabla 17: Estructura de la hoja de simulación de beneficio y pérdidas del proyecto. Fuente: Elaboración propia

10. RESULTADOS

En este apartado se exponen los resultados obtenidos para la simulación realiza con los datos expuestos en el apartado 9. Es importante decir que todos los datos utilizados para la simulación han sido estimados tomando como base los datos reales para el año 2018 y las estimaciones de los precios a futuro que ofrecen los diferentes organismos. Los datos reales de ingresos del año N, e inputs del año N+1, se debe introducir en la segunda quincena de Enero del año N+1.

Por ejemplo: Los ingresos reales obtenidos en el año 2020 se debe introducir en la hoja de cálculo en la segunda quincena de Enero del año 2021. Los años venideros se reajustan automáticamente gracias a las fórmulas de las que estos dependen.

10.1 PRODUCCIÓN Y AUTOCONSUMO

A continuación se muestra la evolución de la energía generada por las placas y la cantidad de energía que se autoconsume y los excedentes que se vierten a la red.

	Energía producida (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Energía vertida a la red (kWh)
Año 2020	1.624.040	1.002.112	621.928
Año 2021	1.612.672	995.097	617.575
Año 2022	1.601.383	988.131	613.252
Año 2023	1.590.173	981.215	608.959
Año 2024	1.579.042	974.346	604.696
Año 2024	1.567.989	967.526	600.463
Año 2026	1.557.013	960.753	596.260
Año 2027	1.546.114	954.028	592.086
Año 2028	1.535.291	947.349	587.942
Año 2029	1.524.544	940.718	583.826
Año 2030	1.513.872	934.133	579.739
Año 2031	1.503.275	927.594	575.681
Año 2032	1.492.752	921.101	571.651
Año 2033	1.482.303	914.653	567.650
Año 2034	1.471.927	908.251	563.676
Año 2035	1.461.623	901.893	559.730
Año 2036	1.451.392	895.580	555.812
Año 2037	1.441.232	889.311	551.922
Año 2038	1.431.144	883.085	548.058
Año 2039	1.421.126	876.904	544.222
Año 2040	1.411.178	870.765	540.412
Año 2041	1.401.299	864.670	536.629
Año 2042	1.391.490	858.617	532.873
Año 2043	1.381.750	852.607	529.143
Año 2044	1.372.078	846.639	525.439

Tabla 18: Evolución de la producción de las placas FV y de la cantidad de energía autoconsumida y vertida a la red. Fuente: Elaboración propia

10.2 VALOR RESIDUAL CON DESCUENTO DEL 12,6% SOBRE EL PFC

Los resultados que se exponen en el apartado presente muestran la evolución del valor residual para 3 escenarios diferentes de precio OMIE y para los CAPEX elegidos como referencia (700.000 y 800.000 €).

Escenario de precio bajo									
	Precio OMIE €/MWh	PFC €/MWh	Precio PPA €/MWh	Valor residual TIR 5%		Valor residual TIR 6%		Valor residual TIR 7%	
				700.000 €	800.000€	700.000 €	800.000€	700.000 €	800.000€
Año 2020	48,0	64,3	57,1	800.602	779.883	699.602	808.602	706.602	816.602
Año 2021	48,5	65,0	57,7	777.074	756.188	678.023	793.637	692.581	810.316
Año 2022	49,0	65,7	58,3	752.384	731.319	655.159	777.744	677.549	802.213
Año 2023	49,5	66,3	58,9	724.327	705.181	628.789	758.775	659.339	794.191
Año 2024	51,2	68,6	60,9	694.901	675.609	600.870	738.681	639.870	786.249
Año 2024	51,7	69,3	61,5	664.010	644.603	571.282	717.388	619.044	778.386
Año 2026	52,2	69,9	62,1	631.418	612.057	539.760	694.663	596.605	761.812
Año 2027	52,8	70,8	62,8	604.645	577.732	513.814	677.936	579.973	761.812
Año 2028	49,0	65,7	58,3	576.330	549.118	486.091	660.088	562.044	754.194
Año 2029	49,5	66,3	58,9	550.713	522.964	460.828	653.487	546.925	754.194
Año 2030	50,0	67,0	59,5	519.613	491.288	429.824	625.217	526.639	754.194
Año 2031	50,5	67,7	60,1	487.094	458.165	397.106	604.427	505.022	746.652
Año 2032	51,0	68,3	60,7	452.981	423.411	362.456	582.247	481.927	739.185
Año 2033	51,5	69,0	61,3	417.209	386.960	325.771	558.789	457.263	739.185
Año 2034	52,0	69,7	61,9	379.707	348.738	289.936	533.983	430.933	731.793
Año 2035	52,5	70,4	62,5	340.232	310.377	258.043	507.598	402.667	724.475
Año 2036	53,1	71,2	63,2	303.139	276.236	206.517	502.522	376.711	724.475
Año 2037	51,0	68,3	60,7	269.793	226.936	165.025	458.218	348.901	717.231
Año 2038	51,5	69,0	61,3	240.116	201.973	120.647	453.636	319.226	717.231
Año 2039	52,0	69,7	61,9	184.375	144.433	83.246	407.591	316.034	717.231
Año 2040 (Año 21)	52,5	70,4	62,5	139.899	99.659	28.503	403.515	281.270	717.231
Año 2041	53,1	71,2	63,2	124.510	68.765	8.266	359.128	250.330	717.231
Año 2042	46,0	61,6	54,7	85.912	19.942	-43.892	359.128	222.794	717.231
Año 2043	46,5	62,3	55,3	28.536	-10.170	-	319.624	198.287	717.231
Año 2044	46,9	62,8	55,8	-14.554	-71.840	-	284.465	136.818	717.231
						163.117			

Tabla 19: Evolución del valor residual a lo largo de la vida útil del proyecto para un descuento del 12,6% y diferentes TIR. Escenario de precio bajo. Fuente: Elaboración propia

Escenario de precio medio									
	Precio OMIE €/MWh	PFC €/MWh	Precio PPA €/MWh	Valor residual TIR 5%		Valor residual TIR 6%		Valor residual TIR 7%	
				700.000 €	800.000€	700.000 €	800.000€	700.000 €	800.000€
Año 2020	55,0	73,7	65,5	681.151	789.151	688.151	797.151	695.151	805.151
Año 2021	49,0	65,7	58,3	651.529	765.041	665.873	781.493	680.321	797.099
Año 2022	47,0	63,0	55,9	624.951	744.154	646.689	769.247	668.809	797.099
Año 2023	51,3	68,7	61,0	590.182	715.440	619.559	749.555	649.770	784.615
Año 2024	54,3	72,8	64,6	549.392	681.000	586.506	724.380	625.093	769.458

Escenario de precio medio									
Año 2024	58,0	77,7	69,0	501.039	639.348	545.969	692.224	593.210	747.777
Año 2026	61,0	81,7	72,6	446.119	591.469	498.850	653.991	554.942	720.426
Año 2027	59,2	79,3	70,5	397.046	545.520	453.261	617.695	518.258	695.299
Año 2028	53,0	71,0	63,1	353.371	508.830	416.529	590.685	490.501	688.346
Año 2029	50,1	67,1	59,6	314.500	479.857	387.134	571.618	470.356	681.463
Año 2030	54,1	72,5	64,4	263.362	439.029	345.473	541.271	438.585	655.219
Año 2031	58,1	77,9	69,1	205.954	390.736	296.875	503.490	398.987	631.094
Año 2032	55,2	74,0	65,7	151.784	347.755	250.193	469.427	362.664	624.783
Año 2033	60,5	81,1	72,0	87.989	291.709	192.504	425.205	322.771	581.089
Año 2034	56,3	75,4	67,0	27.288	241.990	139.749	386.585	287.266	575.278
Año 2035	52,0	69,7	61,9	-26.965	197.489	96.427	353.331	236.524	540.097
Año 2036	57,6	77,2	68,5	-93.598	142.126	32.286	314.465	188.451	534.696
Año 2037	55,5	74,4	66,0	-159.385	98.067	-16.466	279.873	141.166	488.555
Año 2038	51,5	69,0	61,3	-208.794	40.356	-67.675	249.087	97.816	488.555
Año 2039	56,0	75,0	66,6	-273.521	-12.795	-140.764	189.053	67.493	447.213
Año 2040 (Año 21)	52,5	70,4	62,5	-356.580	-52.586	-184.401	168.257	19.573	447.213
Año 2041	53,1	71,2	63,2	-425.272	-123.558	-267.800	116.097	-41.299	402.014
Año 2042	59,4	79,6	70,7	-509.454	-191.323	-347.196	47.565	-	402.014
Año 2043	56,6	75,8	67,4	-590.363	-250.633	-423.825	13.794	-	357.792
Año 2044	57,1	76,5	68,0	-676.100	-328.329	-505.584	-63.000	-	318.435
								232.210	

Tabla 20: Evolución del valor residual a lo largo de la vida útil del proyecto para un descuento del 12,6% y diferentes TIR. Escenario de precio medio. Fuente: Elaboración propia

	Escenario de precio alto								
	Precio OMIE €/MWh	PFC €/MWh	Precio PPA €/MWh	Valor residual TIR 5%		Valor residual TIR 6%		Valor residual TIR 7%	
				700.000 €	800.000€	700.000 €	800.000€	700.000 €	800.000€
Año 2020	56,0	75,0	66,6	679.389	787.389	686.389	795.389	693.389	803.389
Año 2021	52,0	69,7	61,9	644.326	757.871	658.680	774.332	673.137	790.910
Año 2022	52,5	70,4	62,5	607.687	726.973	629.405	752.046	651.506	777.557
Año 2023	57,0	76,4	67,8	562.081	687.460	591.282	721.399	621.318	756.296
Año 2024	57,6	77,2	68,5	514.332	646.037	550.951	688.922	589.040	733.503
Año 2024	58,1	77,9	69,1	464.267	602.620	508.275	654.575	554.579	709.193
Año 2026	58,7	78,7	69,9	413.198	556.942	462.942	618.079	517.615	683.096
Año 2027	61,0	81,7	72,6	354.698	505.910	412.019	576.365	475.016	652.183
Año 2028	61,6	82,5	73,3	293.379	452.420	359.089	532.208	429.505	619.132
Año 2029	62,2	83,3	74,0	233.145	402.654	305.751	489.539	384.973	587.854
Año 2030	56,0	75,0	66,6	177.263	358.362	256.562	451.592	344.627	561.616
Año 2031	56,6	75,8	67,4	122.312	304.051	204.038	411.011	306.718	533.297
Año 2032	57,1	76,5	67,9	57.125	251.654	148.430	368.107	255.193	503.104
Año 2033	57,7	77,3	68,7	-7.319	196.379	90.737	327.615	205.446	470.742
Año 2034	58,3	78,1	69,4	-75.141	138.263	27.617	274.970	151.950	436.077
Año 2035	61,0	81,7	72,6	-149.951	74.974	-41.235	220.319	104.846	395.521
Año 2036	61,6	82,5	73,3	-229.294	21.742	-103.499	162.327	30.405	352.244
Año 2037	51,0	68,3	60,7	-294.621	-45.724	-175.669	119.197	-15.507	324.022
Año 2038	51,5	69,0	61,3	-362.444	-100.646	-230.126	82.246	-63.733	293.368
Año 2039	55,0	73,7	65,5	-434.315	-159.828	-301.465	23.851	-138.386	261.098
Año 2040 (Año 21)	55,6	74,5	66,2	-514.223	-209.374	-385.235	-12.164	-205.654	232.377

Escenario de precio alto									
Año 2041	56,1	75,2	66,8	-597.251	-294.567	-464.928	-88.920	-507.469	206.815
Año 2042	59,0	79,1	70,2	-688.533	-372.151	-554.320	-152.054	-604.392	142.703
Año 2043	59,6	79,9	70,9	-783.463	-451.488	-648.377	-230.248	-707.540	98.465
Año 2044	60,2	80,7	71,6	-883.053	-534.920	-748.043	-301.625	-817.862	28.555

Tabla 21: Evolución del valor residual a lo largo de la vida útil del proyecto para un descuento del 12,6% y diferentes TIR. Escenario de precio alto. Fuente: Elaboración propia

10.3 ESTRATEGIA PARA CUMPLIR EL OBJETIVO DEL TIR 6% ANUAL A LOS 21 AÑOS

El contrato acuerda un descuento del 12,6% durante los 4 primeros años. Para cumplir el objetivo del TIR 6% anual en 21 años se calcula el descuento que en el año 5 se tendría que acordar para cumplir dicho requisito. El descuento óptimo es aquel que mayor margen de variabilidad de precio otorga, es decir, el que alcance el valor residual negativo más elevado.

Para un CAPEX de 800.000€

TIR 6%	DTO. (X%)	V.RESIDUAL año 20 (€)
	2,8%	-17.489
	3,0%	-13.719
	3,2%	13.105
	3,5%	14.588
	4,0%	22.367
	5,0%	25.354

Tabla 22: Tabla de la evolución del valor residual en el año 21 para diferentes descuentos en el año 5 con un CAPEX de 800.000€. Fuente: Elaboración propia.

Para una CAPEX de 700.000€

TIR 6%	DTO. (X%)	V.RESIDUAL año 20 (€)
	24,0%	-40.877
	26,0%	-14.170
	27,0%	11.363
	28,0%	18.571
	30,0%	29.856
	32%	63.632

Tabla 23: Tabla de la evolución del valor residual en el año 21 para diferentes descuentos en el año 5 con un CAPEX de 700.000€. Fuente: Elaboración propia.

Para un CAPEX de 700.000 € el objetivo para el año 21 se consigue con un descuento del 26% a partir del año 5. Resulta más interesante la opción de acordar un descuento de menor magnitud y con ello recuperar antes la cantidad invertida con el TIR requerido. Como se verá en el punto 10, una vez se amortice la inversión inicial y la planta sea propiedad de Solvay, los ingresos serán mucho mayores que si se realiza el descuento óptimo para amortizar el CAPEX en el año 21 de la vida útil del proyecto.

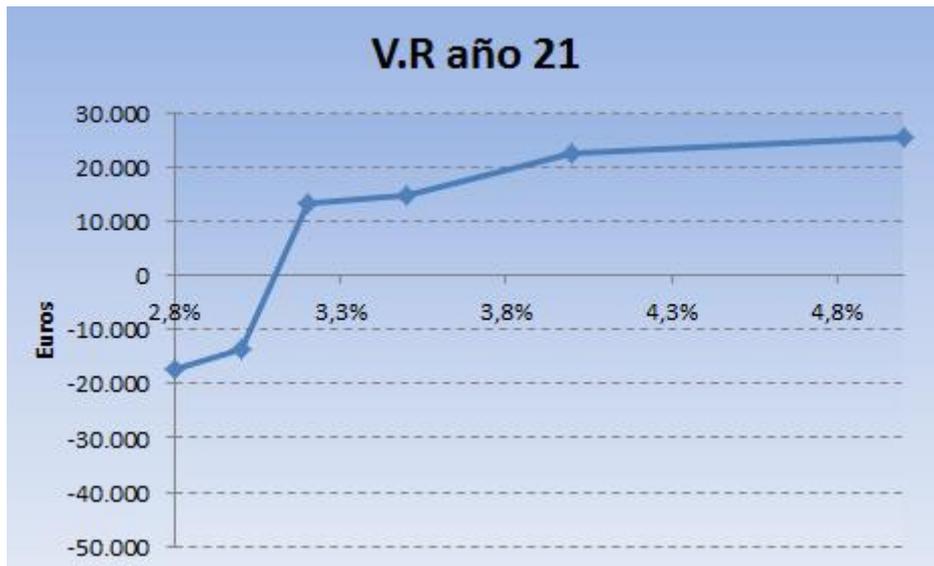


Ilustración 108: Gráfico de la evolución del valor residual en el año 21 para diferentes descuentos con un CAPEX de 800.000€. Fuente: Elaboración propia.

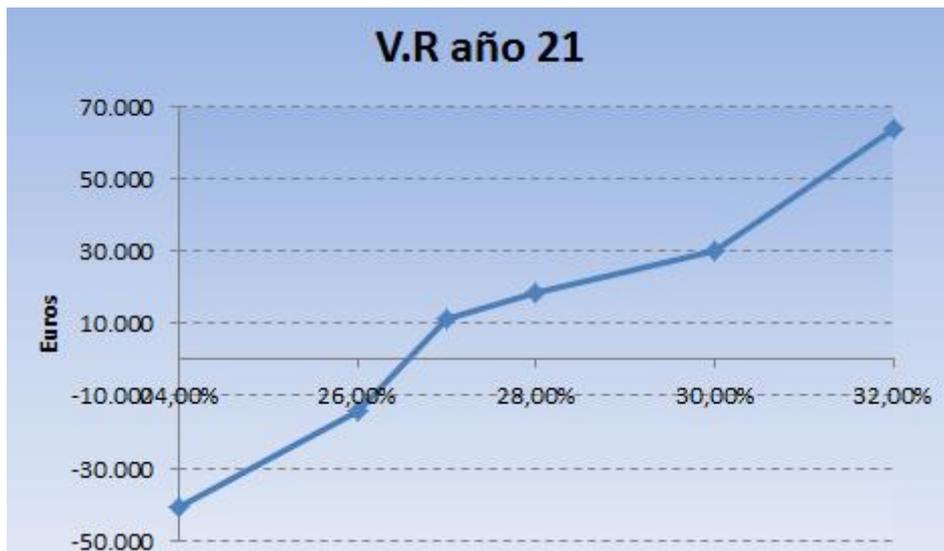


Ilustración 109: Gráfico de la evolución del valor residual en el año 21 para diferentes descuentos con un CAPEX de 700.000€. Fuente: Elaboración propia.

Para un CAPEX de 700.000€ no es necesario estimar renegociar el descuento tras los primeros 4 años puesto que se alcanza con un amplio margen el TIR requerido del 6% en el año 18 (2037) cuando se aplique el descuento del 12,6% estipulado en un principio. Por este motivo, a continuación se muestran los resultados de la situación que se ha elegido como óptima para un CAPEX de 800.000€.

		Precio €	Valor residual (€)
Descuento del 12,6%	Año 2020	56,0	797.151
	Año 2021	52,0	781.493
	Año 2022	52,5	769.247
	Año 2023	57,0	749.555
	Año 2024	57,6	718.429
Descuento del 3,0%	Año 2024	58,1	679.685
	Año 2026	58,7	634.191
	Año 2027	61,0	590.503
	Año 2028	61,6	556.416
	Año 2029	62,2	530.166
	Año 2030	56,0	491.655
	Año 2031	56,6	444.874
	Año 2032	57,1	401.742
	Año 2033	57,7	357.551
	Año 2034	58,3	298.960
	Año 2035	61,0	266.074
	Año 2036	61,6	199.463
	Año 2037	51,0	146.048
	Año 2038	51,5	100.773
	Año 2039	55,0	41.757
	Año 2040 (Año 21)	52,5	-13.719

Tabla 24: evolución del valor residual para la situación óptima del proyecto. Fuente: Elaboración propia

10.4 EVOLUCIÓN DEL TIR QUE OBTIENE EL INVERSOR

En la Ilustración nº 111 se incluyen las curvas con los valores del TIR para el descuento del 12,6% y para la situación que se ha considerado como óptima para un TIR anual del 6%.

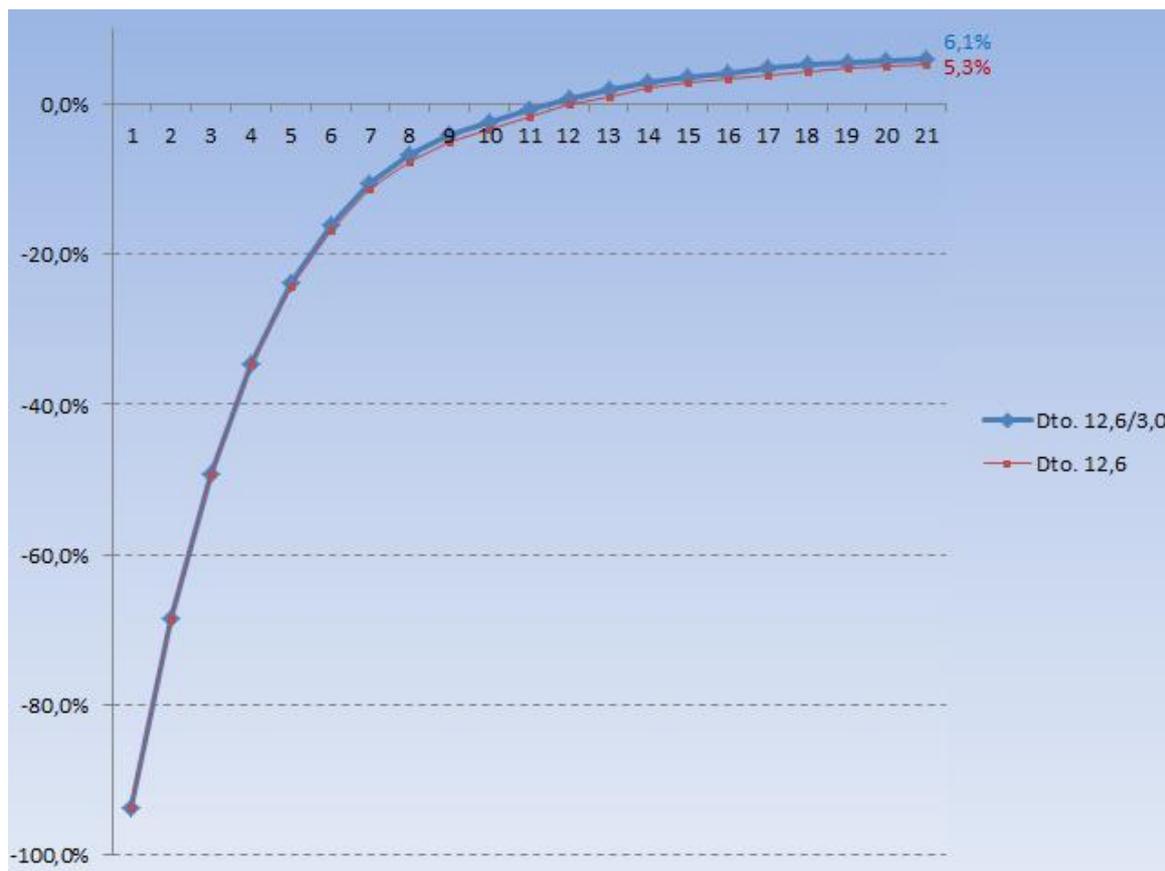


Ilustración 110: Evolución del TIR para las dos situaciones analizadas. Fuente: Elaboración propia

10.5 INGRESOS OBTENIDOS POR PARTE DEL INVERSOR

En este apartado se muestran los ingresos que recibe el propietario de la planta FV con los datos reales para el año 2018 y con un escenario de precio OMIE medio y un descuento del 12,6%. También se muestra un desglose de los ingresos en función de los periodos horarios.

PERIODOS	Ingresos por venta excedente a la red(€)	Consumo de Energía	Ingreso por MWh
	Año 2020	MWh	€/MWh
P1	8.760	285,9	31
P2	4.770	416,6	11
P3	2.896	340,2	9
P4	5.365	556,6	10
P5	6.805	799,1	9
P6	8.687	4.355,2	2
TOTAL	37.283	6.753,8	Media=12€/MWh

Ilustración 111: Ingresos por la venta de la energía a la red

En la tabla 25 se muestran los ingresos que percibe el inversor y propietario de la planta FV para la alternativa planteada como situación óptima durante el periodo de amortización de la misma.

	Ingresos Autoconsumo (€)	Ingresos Venta excedente a la red (€)
Año 2020	65.588	31.190
Año 2021	58.024	27.525
Año 2022	55.266	26.192
Año 2023	59.900	28.444
Año 2024	68.830	29.932
Año 2024	73.006	31.789
Año 2026	76.245	33.230
Año 2027	73.477	32.006
Año 2028	65.321	28.392
Año 2029	61.315	26.618
Año 2030	65.747	28.589
Año 2031	70.114	30.530
Año 2032	66.148	28.775
Año 2033	71.991	31.371
Año 2034	66.525	28.950
Año 2035	61.013	26.509
Año 2036	67.111	29.218
Año 2037	64.212	27.936
Año 2038	59.167	25.701
Año 2039	63.886	27.799
Año 2040	59.474	25.845
TOTAL	1.372.359 €	606.539 €

Tabla 25: Ingresos por el autoconsumo y la venta de electricidad a la red. Fuente: Elaboración propia

Las fórmulas utilizadas para calcular el ingreso por autoconsumo y por la energía vertida a la red son:

$$\text{Ingresos autoconsumo} = \text{Energía autoconsumi} \times \text{Precio PPA}$$

Fórmula 16: Fórmula de los ingresos por el autoconsumo. Fuente: Elaboración propia

Ingresos por venta de energía

$$= \text{Energía vertida} \times \text{Precio OMIE} \times (1 - \% \text{tasa generación}) - (1 - \% \text{peajes generación}) \times \text{Energía vertida}$$

Fórmula 17: Fórmula de los ingresos por la venta de electricidad a la red. Fuente: Elaboración propia

10.6 EVOLUCIÓN FLUJO DE CAJA

Las Fórmulas para los ingresos de Solvay durante la amortización del proyecto son:

$$\text{Coste autocons.: } E. \text{ autocons.} \times PFC \times \text{Dto. (PPA)}$$

$$\text{Coste consumo red} = E. \text{ compra red} \times \text{PFC}$$

$$\text{Coste energía variable total FV} = \text{Coste autocons.} + \text{Coste consumo red}$$

$$\text{Ahorro} = \text{Coste energía variable actual} - \text{Coste energía variable total FV}$$

Fórmula 18: Ahorro SLV. Fuente: Elaboración propia

En este apartado se muestra la evolución del flujo de caja a lo largo de la vida útil del proyecto. En el año 0 (año 1 en la gráfica) se tiene la inversión del CAPEX y en los años posteriores se observa los ingresos que recibe tanto el propietario de la planta FV como Solvay. En los últimos 4 años del proyecto la planta FV es propiedad de Solvay y por tanto la totalidad de los ingresos también.

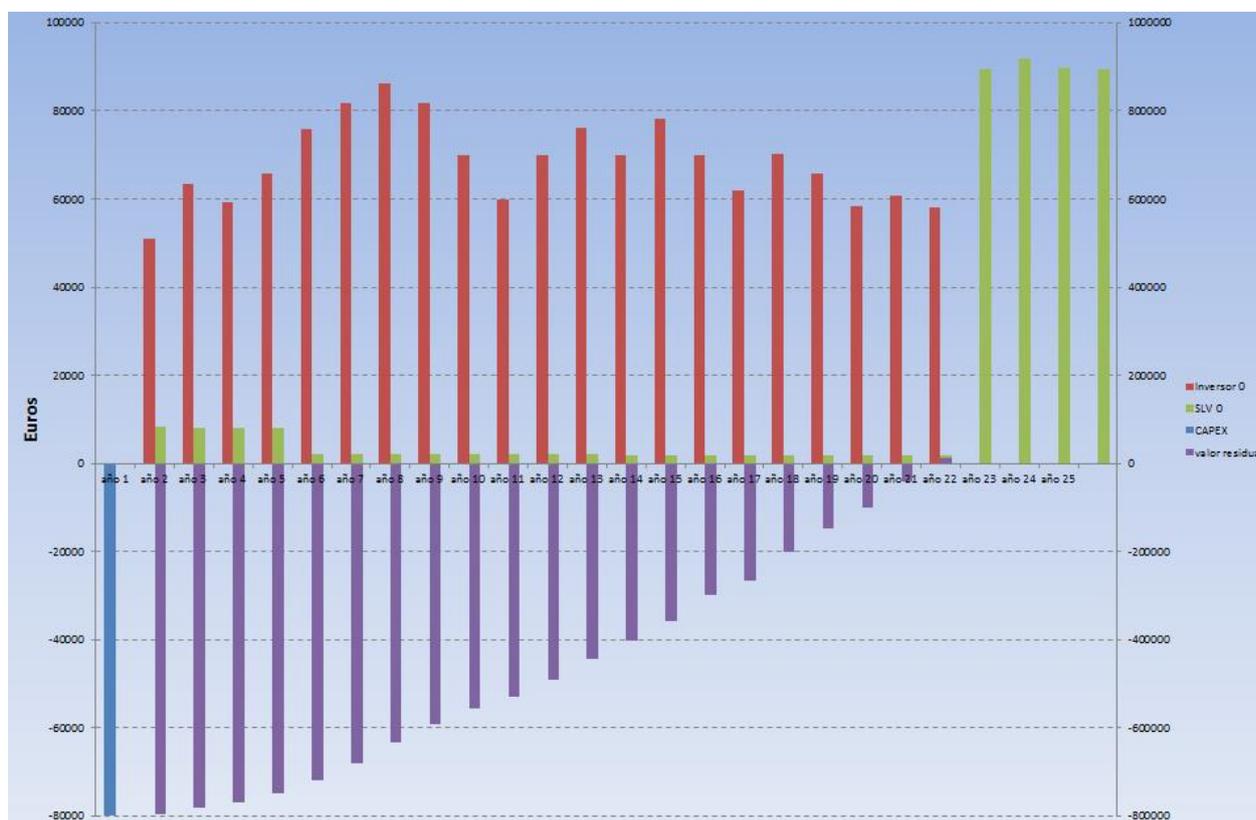


Ilustración 112: Gráfico del flujo de caja del proyecto. Fuente: Elaboración propia

10.7 EMISIONES DE CO₂

En el presenta apartado se muestra la diferencia de emisiones de CO₂ entre la situación actual y los años de vida útil del proyecto. Se ha tenido en cuenta que para la

fabricación de los módulos la emisión por MWh de producción de energía FV es de 0,046kg_{CO2}.(Gráficos significativos energía solar fotovoltaica, n.d.)

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de las emisiones ahorradas con las placas FV son:

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ con FV} = \left(0,35 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{kWh}} - 0,046 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{kWh}}\right) \times \text{Producción energética}$$

Fórmula 19: Cálculo Emisiones de CO₂ ahorradas con placas FV. Fuente: Elaboración propia

	Emisiones CO ₂ Sin FV (Toneladas)	Emisiones CO ₂ Con FV (Toneladas)	Diferencia (Toneladas)
Año 2020	2.364	2.013	305
Año 2021	2.364	2.016	303
Año 2022	2.364	2.018	300
Año 2023	2.364	2.020	298
Año 2024	2.364	2.023	296
Año 2024	2.364	2.025	294
Año 2026	2.364	2.028	292
Año 2027	2.364	2.030	290
Año 2028	2.364	2.032	288
Año 2029	2.364	2.035	286
Año 2030	2.364	2.037	284
Año 2031	2.364	2.039	282
Año 2032	2.364	2.041	280
Año 2033	2.364	2.044	278
Año 2034	2.364	2.046	276
Año 2035	2.364	2.048	274
Año 2036	2.364	2.050	272
Año 2037	2.364	2.053	270
Año 2038	2.364	2.055	268
Año 2039	2.364	2.057	267
Año 2040	2.364	2.059	265
Año 2041	2.364	2.061	263
Año 2042	2.364	2.063	261
Año 2043	2.364	2.065	259
Año 2044	2.364	2.067	257
TOTAL	59.096	51.026	7.009

Tabla 26: Emisiones de CO₂ a lo largo del proyecto. Fuente: Elaboración propia

10.8 AHORRO ANUAL (SIMULACIÓN DATOS AÑO 2018)

En este apartado se expone el ahorro anual en la factura de la energía eléctrica variable, que es la factura que se reduce con la instalación de las placas FV, para los diferentes años de la vida útil del proyecto en función del descuento anual. Una vez se amortiza el CAPEX con el TIR del 6%, la planta FV pasa a ser propiedad de Solvay.

	Factura SLV Sin FV	Factura SLV Con FV	Ahorro
Descuento 12,6% (año 1-4)	494.733 €	486.602 €	8.131€
Descuento 3,0% (año 5-21)	494.733 €	492.737 €	1.996€
Ahorro una vez se ha amortizado el proyecto (año 21-25)	494.733 €	404.663 €	90.070 €

Tabla 27: Ahorro anual de la energía variable con los datos de referencia de 2018 y un descuento del 12,6%. Fuente: Elaboración propia

10.9 AHORRO TOTAL APROXIMADO PARA LA VIDA UTIL DEL PROYECTO (25 AÑOS)

En este apartado se expone una tabla comparativa del ahorro total en los 25 años de vida útil del proyecto para las opciones de un descuento constante del 12,6% frente a la situación elegida como óptima (Descuento del 12,6% los primeros 4 años, entre el año 5 y el año 21 un descuento del 4% y los últimos 4 años la planta operada por Solvay).

	Ahorro anual medio	Ahorro 25 años
Descuento 12,6%	7.560 €	189.009 €
Situación óptima	8.131/1.996/90.070 €	426.231 €

Tabla 28: Ahorro económico a lo largo de la vida útil del proyecto. Fuente: Elaboración propia

11. CONCLUSIONES

- El proyecto es económicamente viable (no se pierde dinero) a partir de un precio OMIE de entre 33,5 y 36,07€/MWh.
- Para Solvay el proyecto no supone ningún riesgo. Inversión = 0€.



- Para cumplir el objetivo del inversor, el descuento óptimo sobre el PFC será del 12,6% los primeros 4 años y del 3,0% hasta el año 21 en base a la simulación del precio de Mercado de 2020-2044.
- El ahorro aproximado durante los 25 años de vida útil del proyecto para Solvay es de 426.231€.
- El inversor recibe una ganancia de 633.645€ a lo largo de 21 años por un proyecto de inversión inicial de 800.000€.
- A Solvay le interesa la amortización de las placas lo antes posible, aunque estableciendo un descuento “aceptable” para tener ahorro anual en la factura eléctrica.
- Se produce un ahorro anual de 280 toneladas de emisiones anuales de CO₂ a la atmósfera, lo equivalente a las emisiones anuales de 100 automóviles.
- Es tan importante la estimación del proyecto como el seguimiento anual y el planteamiento de escenarios actualizados, pues los precios OMIE siempre son estimaciones y pueden sufrir variaciones notables.

12. MEJORAS

- Baterías de condensador: Una de las posibles mejoras para el futuro del proyecto son las baterías de condensadores. Estas baterías permiten almacenar la energía eléctrica excedente y que no se puede autoconsumir en los intervalos de tiempo donde la producción de las placas FV sea superior al consumo de la fábrica. La energía que se almacena en las baterías de condensador se utiliza para disminuir la energía que se compra a la red eléctrica en los momentos donde la demanda sea mayor que la producción eléctrica de las placas FV. Por otro lado, las baterías de condensadores tienen otro beneficio como es la mejora de la potencia reactiva, actúan como regular de la reactancia capacitiva.

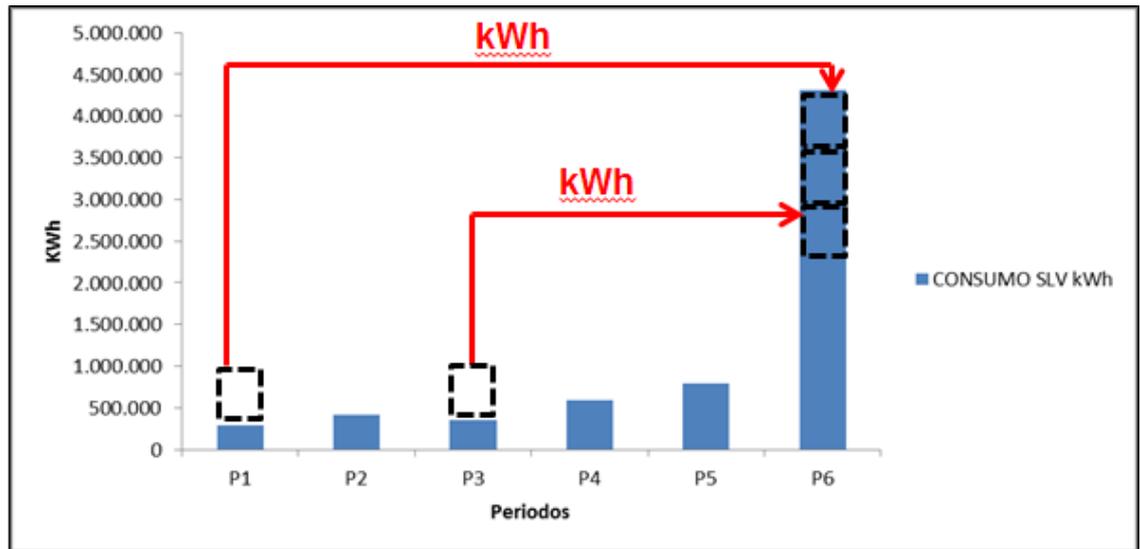


Ilustración 113: Variación de la curva de carga hacia el periodo horario 6. Fuente: Elaboración propia

- Variar la curva de carga de la fábrica. Modificar el modo de producción para realizar al mayor consumo las horas de periodo horario 6 en fines de semana.

13. BIBLIOGRAFÍA

¿Compensa un panel fotovoltaico la energía necesaria para su fabricación? (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://actitudecologica.com/compensa-panel-fotovoltaico-energia-necesaria-para-su-fabricacion/>

¿En qué consiste el mercado a futuros de la electricidad? - Twenergy. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://twenergy.com/a/en-que-consiste-el-mercado-a-futuros-de-la-electricidad-1302>

¿Qué es el cambio climático y cómo nos afecta? (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/que-es-el-cambio-climatico-y-como-nos-afecta/>

¿Qué es y cómo funciona el pool eléctrico en España? | Nabalia Energía. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://nabaliaenergia.com/pool-electrico-espana/>

¿Qué es y cómo funciona un parque de energía solar fotovoltaico? – SGK-Planet de Sandor Alejandro Gerendas-Kiss. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://sgerendask.com/es/que-es-y-como-funciona-un-parque-de-energia-solar->

fotovoltaico/

=: Efectos sobre la salud y el medio ambiente. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <http://semimetalesbeata.blogspot.com/2012/05/efectos-sobre-la-salud-y-el-medio.html>

11227 e2 Tecnologia y Costes. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://es.scribd.com/document/225693278/11227-e2-Tecnologia-y-Costes>

6.5. Mecanismos de ajuste de demanda y producción | Energía y Sociedad. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-5-mecanismos-de-ajuste-de-demanda-y-produccion/>

6 gráficos que explican cómo las concentraciones de CO2 están alcanzando un punto de no retorno. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://magnet.xataka.com/en-diez-minutos/6-graficos-que-explican-como-las-concentraciones-de-co2-estan-alcanzando-un-punto-de-no-retorno>

Beck, H. E. . Z. N. E. . M. T. R. . V. N. . B. A. . & W. E. F., & Beck, H. E. . Z. N. E. . M. T. R. . V. N. . B. A. . & W. E. F. (2018). *Present and future Köppen-Geiger climate classification maps at 1-km resolution. "Nature Scientific Data."*, [<https://www.nature.com/articles/sdata2018214 doi=10.1038/sdata.2018.214>].

boe - Buscar con Google. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from https://www.google.es/search?source=hp&ei=YtkHXaSTHcKelwTI367ADA&q=boe&oq=boe&gs_l=psy-ab.3...697.1236..1568...0.0..0.95.95.1.....0....1..gws-wiz.....0.1AhbbjEdKDo

Bono del estado - Definición, qué es y concepto | Economipedia. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://economipedia.com/definiciones/bono-del-estado.html>

Documentos en los que el autor es "Peña Carrascosa, Javier de la" (Tipo de Documento) - Archivo Digital UPM. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from http://oa.upm.es/view/creators/Pe=F1a_Carrascosa=3AJavier_de_la=3A=3A.html

Ecoembes. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://www.ecoembes.com/es>

EL MUNDO - Diario online líder de información en español. (n.d.). Retrieved June 17, 2019,

from <https://www.elmundo.es/>

El Periódico - Noticias y última hora para gente comprometida. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://www.elperiodico.com/es/global/>

Estado De Medio Ambiente Direccion General De Biodiversidad Y Calidad Ambiental, S. DE. (1990). *MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Inventario Nacional de EMISIONES a la ATMÓSFERA INFORME RESUMEN*. Retrieved from https://cdr.eionet.europa.eu/es/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/

Estimación de la Energía Generada por un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red. (n.d.). Retrieved from [http://www.ujaen.es/investiga/solar/documentacion_pv_in_bloom/Seminarios PV in Bloom. Estimacion de la energia generada..pdf](http://www.ujaen.es/investiga/solar/documentacion_pv_in_bloom/Seminarios_PV_in_Bloom.Estimacion_de_la_energia_generada..pdf)

Estructura de un panel fotovoltaico. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/panel-fotovoltaico/estructura>

Generación energía eléctrica y Producción - Endesa. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://www.endesa.com/es/sobre-endesa/a201610-generacion-produccion-energia-electrica.html>

Gráficos significativos energía solar fotovoltaica. (n.d.). Retrieved from https://www.ies.upm.es/sfs/IES/IES-UPM/Portada/2017_01_17_datos_fotovoltaica_en_Espana.pdf

hacer milagros, de, & Jordi, R. (n.d.). *“A Ricard gran companyero y amigo, y su capacidad*. Retrieved from <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/5493/Memòria.pdf?sequence=2&isAllowed=y>

Impacto ambiental. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <http://juntoseparado.blogspot.com/>

Inici. Canvi climàtic. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <http://canviclimatic.gencat.cat/ca/inici>

Instituto Nacional de Investigaciones Forestales, A. y P. (Mexico), Quevedo Nolasco, A.,

- Castro Popoca, M., Bravo Vinaja, Á., Reyes Muñoz, D., Arreola Gómez, R., ... Reyes Muñoz, D. (2010). Revista mexicana de ciencias agrícolas. In *Revista mexicana de ciencias agrícolas* (Vol. 6). Retrieved from http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2007-09342015000801715
- JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <http://re.jrc.ec.europa.eu/>
- Kyoto Protocol: Status of Ratification. (2009). *Organización de Las Naciones Unidas*. Retrieved from http://unfccc.int/files/kyoto_protocol/status_of_ratification/application/pdf/kp_ratification.pdf
- Las 10 claves del nuevo real decreto-ley 15/2018 que relanzará el autoconsumo - Solartradex. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://solartradex.com/blog/las-10-claves-del-nuevo-real-decreto-ley-15-2018-que-relanzara-el-autoconsumo/>
- Los blogs de C de Comunicación. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://blogs.cdecomunicacion.es/>
- McKnight, T. L. (Tom L., & Hess, D. (2000). *Physical geography : a landscape appreciation*. Prentice Hall.
- McKnight, T. L. H. D., & McKnight, T. L. H. D. (2000). *Climate Zones and Types*. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall.
- Mercado intradiario de energía eléctrica - Twenergy. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://twenergy.com/a/mercado-intradiario-de-energia-electrica-1090>
- omip. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://www.omip.pt/>
- Participación pública. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/>
- “PVMA figures show 75 GW of solar PV was installed in 2016.” (2017). Retrieved from <https://www.pv-magazine.com/2017/01/19/pvma-figures-show-75-gw-of-solar-pv-was-installed-in-2016/>



Seguidores Solares: Todo lo que necesitas saber. (n.d.). <https://Sotysolar.Es/Placas-Solares/Seguidores-Solares>. Retrieved from <https://sotysolar.es/placas-solares/seguidores-solares>

Strahler, A. N. (1989). *Geografía física*. Ediciones Omega.

Tardío, M., El, A., El, M., Mercado, E., & Éctrico Ctrico, E. (n.d.). *El Mercado de El Mercado de Electricidad Electricidad*. Retrieved from http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/bolivia/cursos/El_Mercado_Electrico.pdf

Tasa interna de retorno (TIR) - Definición, qué es y concepto | Economipedia. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

Tipos de paneles fotovoltaicos. (n.d.). Retrieved June 17, 2019, from <http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>

14. ANEXO

14.1 ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Sesiones del mercado intradiario. Elaboración propia a partir de datos de www.esios.ree.es	49
Tabla 2: Escenarios posibles de Precio OMIE entre 2020-2044. Elaboración propia a partir de datos de www.esios.ree.es	66
Tabla 3: Valores de la retribución del operador de mercado, operador del sistema y el impuesto municipal. Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de https://www.boe.es	85
Tabla 4: Curva de carga del día 09/06/2018. Fuente: Elaboración propia	94
Tabla 5: Agrupación de los consumos anuales por periodos horarios tarifarios. Fuente: Elaboración propia.....	106
Tabla 6: Desglose del CAPEX. Fuente: Elaboración propia.....	118
Tabla 7: Precio total instalación y precio por vatio instalado. Elaboración propia.....	119
Tabla 8: Costes debidos al OPEX. Elaboración propia.....	120
Tabla 9: Características de los módulos fotovoltaicos.....	123
Tabla 10: Producción eléctrica de los módulos FV para un sistema de soporte de eje fijo y un sistema con un seguidor. Fuente: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#	127
Tabla 11: 775kW con seguidor. Fuente: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#	129

Tabla 12: Comparativa del precio entre seguidor de eje fijo y seguidor de eje móvil. Fuente: Elaboración propia.....	131
Tabla 13: “Inputs” de la hoja de cálculo. Fuente: Elaboración propia.....	137
Tabla 14: Elementos del BOE por discriminación de periodos horarios. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del BOE.....	140
Tabla 15: Ejemplo de la tabla de cálculo de forma horaria para el año 2020. Fuente: Elaboración propia.....	141
Tabla 16: Modelo de tabla resumen de los datos económicos y energéticos por meses. Fuente: Elaboración propia.....	142
Tabla 17: Estructura de la hoja de simulación de beneficio y pérdidas del proyecto. Fuente: Elaboración propia.....	146
Tabla 18: Evolución de la producción de las placas FV y de la cantidad de energía autoconsumida y vertida a la red. Fuente: Elaboración propia.....	148
Tabla 19: Evolución del valor residual a lo largo de la vida útil del proyecto para un descuento del 12,6% y diferentes TIR. Escenario de precio bajo. Fuente: Elaboración propia	148
Tabla 20: Evolución del valor residual a lo largo de la vida útil del proyecto para un descuento del 12,6% y diferentes TIR. Escenario de precio medio. Fuente: Elaboración propia	149
Tabla 21: Evolución del valor residual a lo largo de la vida útil del proyecto para un descuento del 12,6% y diferentes TIR. Escenario de precio alto. Fuente: Elaboración propia	150
Tabla 22: Tabla de la evolución del valor residual en el año 21 para diferentes descuentos en el año 5 con un CAPEX de 800.000€. Fuente: Elaboración propia.....	150
Tabla 23: Tabla de la evolución del valor residual en el año 21 para diferentes descuentos en el año 5 con un CAPEX de 700.000€. Fuente: Elaboración propia.....	150
Tabla 24: evolución del valor residual para la situación óptima del proyecto. Fuente: Elaboración propia.....	152
Tabla 25: Ingresos por el autoconsumo y la venta de electricidad a la red. Fuente: Elaboración propia.....	154
Tabla 26: Emisiones de CO ₂ a lo largo del proyecto. Fuente: Elaboración propia	156
Tabla 27: Ahorro anual de la energía variable con los datos de referencia de 2018 y un descuento del 12,6%. Fuente: Elaboración propia	157
Tabla 28: Ahorro económico a lo largo de la vida útil del proyecto. Fuente: Elaboración propia.....	157

14.2 INDICE DE IMÁGENES

Ilustración 1: Evolución de la concentración de CO ₂ en la atmósfera (en partes por millón). Fuente: https://elpais.com/	10
Ilustración 2. Evolución de la temperatura media a lo largo de la historia de la Tierra. Fuente: http://www.ccpems.exactas.uba.ar/cms/	12
Ilustración 3. Efecto de los gases de efecto invernadero. Fuente: http://www.habanaradio.cu	13

Ilustración 4: Porcentaje de los gases que intervienen en el cambio climático. Fuente: https://www.miteco.gob.es	14
Ilustración 5: Distribución por sectores de la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera en el año 2017. Fuente: https://www.miteco.gob.es	14
Ilustración 6: Fuentes de energía renovables (fuente: http://icasasecologicas.com)	16
Ilustración 7: Estructura de una célula fotovoltaica. Fuente: http://celdasfotovoltaicas.blogspot.com/2007/06/pgina-principal_6593.html	28
Ilustración 8: Funcionamiento de una célula fotovoltaica (Fuente: https://academica-e.unavarra.es)	29
Ilustración 9: Panel solar monocristalino (Fuente: http://www.energiasrenovablesinfo.com)	30
Ilustración 10: Paneles solares policristalinos (Fuente: http://www.energiasrenovablesinfo.com)	31
Ilustración 11: Paneles solares de capa fina (Fuente: http://www.energiasrenovablesinfo.com)	32
Ilustración 12: Evolución de la eficiencia de los módulos FV. Fuente: https://ar.linkedin.com/in/gustavo-d-ippolito-13287040	32
Ilustración 13: Evolución del precio de los módulos fotovoltaicos entre 2010-2016. Fuente: https://www.ies.upm.es/sfs/IES/IES-UPM/Portada/2018_PV_Espa%C3%B1a.pdf	35
Ilustración 14: Precio de las diferentes energías renovables en 2017. Fuente: https://bioenergyinternational.es/informe-irena-sobre-costes-de-generacion-electrica-con-fuentes-renovables/	35
Ilustración 15: Evolución del precio por kWh de las diferentes fuentes de energía. Fuente: https://blogs.publico.es/ignacio-martil/2016/12/09/la-energia-solar-fotovoltaica-de-la-ficcion-a-la-solucion-en-tres-decadas/	37
Ilustración 16: Evolución mundial de la potencia instalada de energía fotovoltaica expresada en giga vatios (GW). Fuente: https://es.wikipedia.org/wiki/Crecimiento_de_la_energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica	38
Ilustración 17: Evolución de la energía solar fotovoltaica en España entre 2004-2018. Fuente: “Balance Energético 2018 y perspectivas 2019” José Miguel Villarig datos sacados de REE, CNMC y APPA	39
Ilustración 18: Potencia instalada en España de energías renovables entre 2005-2020. Fuente: “Balance Energético 2018 y perspectivas 2019” José Miguel Villarig datos sacados de REE, CNMC y APPA	40
Ilustración 19: Perspectivas de la energía española hasta 2030. Fuente: “Balance Energético 2018 y perspectivas 2019” José Miguel Villarig datos sacados de REE, CNMC y APPA	41
Ilustración 20: Irradiación media en Europa (Fuente: Fuente: Data: M.J. de Wild-Scholten 2013. Image: JRC European Commission. Graph: PSE AG 2015 Photovoltaic Report, Fraunhofer ISE, November 2015)	42
Ilustración 21: Mapa de irradiación en España. Fuente: https://www.efimarket.com	43
Ilustración 22: Radiación solar media diaria anual. Fuente: https://www.efimarket.com	43
Ilustración 23: Mapa de insolación anual en España. Fuente: https://www.geografiainfinita.com/wp-content/uploads/2017/07/Insolacion-anual-IGN.jpg	44



Ilustración 24: Esquema del sistema eléctrico español. Fuente: https://www.esios.ree.es/es/pvpc	46
Ilustración 25 Curvas agregadas de la oferta y la demanda en el mercado intradiario. Fuente: https://www.esios.ree.es/es/pvpc	49
Ilustración 26: Composición del precio final del mercado, importancia de las restricciones. Fuente: https://www.esios.ree.es/es/pvpc	52
Ilustración 27: Volúmenes de energía que se mueven en los diferentes mercados. Fuente: https://www.esios.ree.es/es/pvpc	53
Ilustración 28: Precio de las restricciones de mercado el 13/03/2019 a las 18.00 horas. Fuente: https://www.esios.ree.es/es/pvpc	53
Ilustración 29: Curva de carga diaria 09/04/2019. Fuente: https://www.esios.ree.es/es/pvpc	55
Ilustración 30: Estructura de la capacidad de generación de electricidad en España. Fuente: endesa.com	56
Ilustración 31: Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada en la península ibérica (MW) Fuente: http://www.interempresas.net	56
Ilustración 32: Descarga de los periodos horarios tarifarios y el Kest. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de https://www.esios.ree.es/es/pvpc	58
Ilustración 33: Periodos horarios tarifarios en 2018. Fuente: https://www.esipe.es	59
Ilustración 34: Pasos para la descarga de datos del BOE. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de https://www.boe.es/legislacion/codigos/codigo.php?id=14&nota=1&tab=2	61
Ilustración 35: Pasos para la descarga de los datos que componen el precio final de mercado de la energía eléctrica Fuente: elaboración propia a partir de los datos de https://www.esios.ree.es/es/pvpc	63
Ilustración 36: Composición del precio variable de compra de energía eléctrica. Elaboración propia a partir de datos de www.esios.ree.es	65
Ilustración 37: Precio OMIE medio por meses en el año 2016. Elaboración propia a partir de datos de www.esios.ree.es	67
Ilustración 38: Precio OMIE medio por meses en el año 2017. Elaboración propia a partir de datos de www.esios.ree.es	67
Ilustración 39. Precio OMIE medio por meses en el año 2018. Elaboración propia a partir de datos de www.esios.ree.es	68
Ilustración 40: Precio OMIE entre 2012-2018 Fuente: https://www.esios.ree.es	69
Ilustración 41: Estructura de generación de energía eléctrica el 17/10/2018. Fuente: https://www.esios.ree.es	69
Ilustración 42: Gráfico del precio medio horario de mercado el 17/10/2018. Fuente: https://www.esios.ree.es	70
Ilustración 43: Gráfico del precio horario final de mercado el 17/10/2018. Fuente: https://www.esios.ree.es	70
Ilustración 44: Estructura de generación de energía eléctrica el 17/10/2018. https://www.esios.ree.es	71
Ilustración 45: Gráfico del precio medio horario de mercado el 17/10/2018. Fuente: https://www.esios.ree.es	71



Ilustración 46: Gráfico del precio horario final de mercado el 17/10/2018. Fuente: https://www.esios.ree.es	72
Ilustración 47: Estructura de generación de energía eléctrica el 29/10/2018. https://www.esios.ree.es	72
Ilustración 48: Gráfico del precio medio horario de mercado el 29/10/2018. Fuente: https://www.esios.ree.es	73
Ilustración 49: Gráfico del precio horario final de mercado el 17/10/2018. Fuente: https://www.esios.ree.es	74
Ilustración 50: Esquema resumen del precio final de compra de la electricidad. Fuente: Elaboración propia	74
Ilustración 51: Curvas de irradiación (Izquierda) y potencia entregada por un módulo fotovoltaico (Derecha). Fuente: http://www.scielo.org.bo	77
Ilustración 52: Esquema de cobertura del autoconsumo. Fuente: Elaboración propia	78
Ilustración 53: Esquema de una instalación de una planta fotovoltaica para el autoconsumo. Fuente: https://www.quetzalingenieria.es	78
Ilustración 54: Huerto solar en Rodnikovoye, Ucrania. Fuente: https://es.wikipedia.org	80
Ilustración 55: Tabla excel base para analizar la situación de la fábrica antes de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia	83
Ilustración 56: Pérdidas 6.1 discriminadas por periodos horarios. Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de https://www.boe.es	84
Ilustración 57: Tarifa energética según discriminación por periodos horarios. Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de https://www.boe.es	85
Ilustración 58: Tabla de análisis de las diferentes curvas de carga. Fuente: Elaboración propia	86
Ilustración 59: Tabla de la curva de carga del día 15/01/2018. Fuente: Elaboración propia ..	87
Ilustración 60: Curva de carga del día 15/01/2018. Fuente: Elaboración propia	87
Ilustración 61: Tabla de la curva de carga del día 16/04/2018. Fuente: Elaboración propia ..	88
Ilustración 62: Curva de carga del día 16/04/2018. Fuente: Elaboración propia	89
Ilustración 63: Tabla de la curva de carga del día 04/06/2018. Fuente: Elaboración propia. .	90
Ilustración 64: Curva de carga del día 04/06/2018. Fuente: Elaboración propia	90
Ilustración 65: Tabla de la curva de carga del día 15/10/2018. Fuente: Elaboración propia ..	91
Ilustración 66: Curva de carga del día 15/10 /2018. Fuente: Elaboración propia	92
Ilustración 67: Curvas de carga de los días 16 de Enero, 17 de Abril, 5 de Junio y 16 Octubre. Fuente: Elaboración propia.....	93
Ilustración 68: Curva de carga del día 09/06/2018. Fuente: Elaboración propia	94
Ilustración 69: Tabla resumen de los consumos semanales en una semana de Enero 2018. Fuente: Elaboración propia.....	95
Ilustración 70: Curva de carga para una semana de Enero 2018. Fuente: Elaboración propia.	96
Ilustración 71: Tabla resumen de los consumos semanales en una semana de Abril 2018. Fuente: Elaboración propia.....	96
Ilustración 72: Curva de carga para una semana de Abril 2018. Fuente: Elaboración propia.	97

Ilustración 73: Tabla resumen de los consumos semanales en una semana de Junio 2018.	
Fuente: Elaboración propia.....	97
Ilustración 74: Curva de carga para una semana de Junio 2018. Fuente: Elaboración propia.	98
Ilustración 75: Tabla resumen de los consumos semanales en una semana de Octubre 2018.	
Fuente: Elaboración propia.....	98
Ilustración 76: Curva de carga para una semana de Octubre 2018. Fuente: Elaboración propia.....	99
Ilustración 77: Ejemplos de curvas de carga semanales en el año 2018. Fuente: Elaboración propia.....	100
Ilustración 78: Curvas de cargas mensuales fábrica de SLV minerales para el año 2018. Fuente: Elaboración propia.....	102
Ilustración 79: Días festivos en Escúzar (Granada) en el año 2018. Fuente: https://www.tramitapp.com/calendario-laboral-escuzar-2018/	103
Ilustración 80: Curva de carga anual (por meses) de la fábrica de SLV minerales para el año 2018. Fuente: Elaboración propia.....	106
Ilustración 81: Consumos anuales distribuidos por periodos horarios tarifarios. Fuente: Elaboración propia.....	107
Ilustración 82: Tabla resumen de los datos ponderados por la energía consumida	107
Ilustración 83: Coste horario de la energía sin placas FV. Fuente: Elaboración propia.....	108
Ilustración 84: Coste variable de la energía eléctrica para el año 2018 sin placas FV. Fuente: Elaboración propia.....	108
Ilustración 85: Ubicación de Escúzar (Fuente: https://es.wikipedia.org/wiki/Esc%C3%BAzar).....	112
Ilustración 86: Ubicación de Escúzar (Fuente: https://es.wikipedia.org/wiki/Esc%C3%BAzar).....	112
Ilustración 87: Localización instalación fotovoltaica. Fuente: Solvay S.L.....	112
Ilustración 88: Localización instalación fotovoltaica. Fuente: Solvay S.L.....	113
Ilustración 89: Mapa de clasificación Köppen-Geiger a nivel mundial. Fuente: www.gloh2o.org/koppen	114
Ilustración 90: Clasificación climática Köppen. Fuente: https://es.wikipedia.org/wiki/Clasificaci%C3%B3n_clim%C3%A1tica_de_K%C3%B6ppen	114
Ilustración 91: Climograma Escúzar. Fuente: https://es.climate-data.org/europe/espana/andalucia/escuzar-657734/	115
Ilustración 92: Diagrama de temperaturas Escúzar. Fuente: https://es.climate-data.org/europe/espana/andalucia/escuzar-657734/	115
Ilustración 93: Tabla Climática de Escúzar. Fuente: https://es.climate-data.org/europe/espana/andalucia/escuzar-657734/	116
Ilustración 94: Evolución IPC Granada 04/2018-04/2019. Fuente: http://www.ine.es	117
Ilustración 95: Gráfico sobre los costes CAPEX. Fuente: Elaboración propia	119
Ilustración 96: Gráfico sobre los costes OPEX anuales (no se tienen en cuenta pagos puntuales como el coste por el cambio de inversores electrónicos dc-ac). Fuente: Elaboración propia	121

Ilustración 97: Gráfico sobre los costes OPEX a lo largo de los 25 años del proyecto. Fuente: Elaboración propia	122
Ilustración 98: Esquema de las cotas de los paneles y la estructura de soporte. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del inversor	124
Ilustración 99: Pantalla del software PVGIS para el cálculo de la producción eléctrica. Fuente: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#	126
Ilustración 100: Cuadro resumen de las pérdidas en la planta FV para la potencia insertada. Fuente: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#	126
Ilustración 101: Comparativa entre la producción de un sistema de eje fijo y un sistema con un seguidor de un eje. Fuente: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#	128
Ilustración 102: Inclinación óptima del panel a lo largo del año. Fuente: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#	128
Ilustración 103: Temperatura media de los paneles a lo largo del año. Fuente: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#	129
Ilustración 104: Ejemplo esquemático de la rentabilidad del proyecto en función del precio OMIE. Fuente: Elaboración propia	133
Ilustración 105: Estructura de la Hoja de Cálculo para la simulación P&L. Fuente: Elaboración propia	135
Ilustración 106: Ejemplo del precio PPA para 2021 con un PFC calculado para 2020. Fuente: Elaboración propia	142
Ilustración 107: Código de la macro para la simulación. Fuente: Elaboración propia	144
Ilustración 108: Gráfico de la evolución del valor residual en el año 21 para diferentes descuentos con un CAPEX de 800.000€. Fuente: Elaboración propia	151
Ilustración 109: Gráfico de la evolución del valor residual en el año 21 para diferentes descuentos con un CAPEX de 700.000€. Fuente: Elaboración propia	151
Ilustración 110: Evolución del TIR para las dos situaciones analizadas. Fuente: Elaboración propia	153
Ilustración 111: Ingresos por la venta de la energía a la red	153
Ilustración 112: Gráfico del flujo de caja del proyecto. Fuente: Elaboración propia	155
Ilustración 113: Variación de la curva de carga hacia el periodo horario 6. Fuente: Elaboración propia	159

14.3 INDICE DE FÓRMULAS

Fórmula 1: Componentes precio final del mercado Fuente: elaboración propia	62
Fórmula 2: Precio de compra de energía eléctrica	63
Fórmula 3: Precio fijo de la energía eléctrica por megavatio de potencia instalada. Fuente: elaboración propia	64
Fórmula 4: Precio variable de la energía eléctrica por megavatio hora de energía consumida	64
Fórmula 5: Coste variable de la energía eléctrica por megavatio hora de energía consumida	64



Fórmula 6: Precio PPA para la energía autoconsumida en el año N. Fuente: Elaboración propia.....	82
Fórmula 7: Precio de venta de la energía excedentaria a la red eléctrica. Fuente: Elaboración propia.....	82
Fórmula 8: Coste anual de la energía consumida	109
Fórmula 9: Emisiones anuales de CO ₂ a la atmósfera.....	109
Fórmula 10: Fórmula que relaciona el precio mínimo de venta con el precio OMIE. Fuente: Elaboración propia.....	132
Fórmula 11: Precio mínimo para la viabilidad del proyecto. Fuente: Elaboración propia.....	132
Fórmula 12: Precio OMIE mínimo para la viabilidad del proyecto. Fuente: Elaboración propia	132
Fórmula 13: Precio mínimo para los costes OPEX una vez amortizado la inversión del proyecto. Fuente: Elaboración propia	133
Fórmula 14: Precio OMIE mínimo para los costes OPEX una vez amortizada la inversión del proyecto. Fuente: Elaboración propia	133
Fórmula 15: Precio de venta a la red para un precio OMIE de 56,31 €/MWh. Fuente: Elaboración propia.....	139
Fórmula 16: Fórmula de los ingresos por el autoconsumo. Fuente: Elaboración propia.....	154
Fórmula 17: Fórmula de los ingresos por la venta de electricidad a la red. Fuente: Elaboración propia.....	154
Fórmula 18: Ahorro SLV. Fuente: Elaboración propia.....	155
Fórmula 19: Cálculo Emisiones de CO ₂ ahorradas con placas FV. Fuente: Elaboración propia	156