

# UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

## Departamento de Ingeniería Eléctrica



**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA IMPLANTACIÓN DE RECURSOS  
DE GENERACIÓN Y DEMANDA DISTRIBUIDOS EN GRANDES  
CONSUMIDORES EN ENTORNOS DE MERCADO COMPETITIVOS. CASO DE  
APLICACIÓN.**

### **TESIS DOCTORAL**

**Programa:**

Ingeniería y Producción Industrial

**Autor:**

D<sup>a</sup> Isolda Morcillo Marco

**Director de tesis:**

Dr. Carlos Álvarez Bel

**Co-Director de tesis:**

Elisa Peñalvo López

**Fecha:** En Valencia, a 28 de enero del 2020

## **PhD TITULO DE TESIS**

### **Metodología para la evaluación de la implantación de recursos de generación y demanda distribuidos en grandes consumidores en entornos de mercado competitivos. Caso de aplicación.**

#### **RESUMEN:**

La reestructuración que han sufrido los sectores eléctricos a nivel mundial y las políticas energéticas que se plantean en el futuro en Europa, tienen como objetivo aumentar la competitividad de los consumidores mediante, entre otras acciones, conseguir precios de la electricidad más competitivos.

Esta situación resulta especialmente delicada en España donde las carencias del sector eléctrico no han sido paliadas por la ley 54/1997 que modificaba la estructura del sector ni por las sucesivas modificaciones que se han planteado con posterioridad. La falta de transparencia en muchos procesos y la carencia de mecanismos de compra y venta de electricidad han sido dos factores clave de este fracaso. Además, una de las principales razones para este desajuste es precisamente la irrupción de un alto porcentaje de energías renovables en la generación y su deficiente tratamiento regulatorio. Como resultado de esto último surge una gran incertidumbre en los propietarios de los parques de generación renovable, en cuanto a su remuneración y condiciones de actividad.

El objetivo principal que busca esta tesis es desarrollar una metodología que permita a los consumidores del sector industrial con unas determinadas características de elevado consumo energético y posibilidad de instalar generación renovable adicional, de planificar y gestionar de manera óptima y dinámica sus recursos y consumos energéticos en aras de un beneficio económico, social y ambiental. Esto implica, fundamentalmente, conocer su forma de consumir energía, flexibilidad en este consumo, así como los factores externos que pueden variarlo. Así mismo, tiene que tener información de los costes de operación del sistema de suministro de energía eléctrica en los que puede influir y de esta forma afrontar su principal reto que es tomar de forma anticipada las decisiones que le permitirá la optimización de su gasto energético participando a la vez en la mejora de los beneficios sociales y ambientales.

**PALABRAS CLAVE:** Respuesta de la demanda, Generación Renovable Distribuida, Autoconsumo Fotovoltaico, Consumidores activos de electricidad.

## **PhD THESIS TITLE**

**Methodology for the evaluation of the implementation of generation and demand resources distributed in large consumers in competitive markets. Application case.**

### **ABSTRACT:**

Worldwide restructuring suffered by electrical sectors together with energy policies that are proposed for the future in Europe aim to an increase of the consumers competitiveness throughout, among other actions, achieving more competitive electricity prices.

This is a critical situation in Spain where the shortcomings of the electricity sector have neither been alleviated under Law 54/1997, which modified the structure of the sector, nor with the successive modifications that have been raised subsequently. The lack of transparency in many processes and the lack of mechanisms for buying and selling electricity have been two key factors in this failure. Furthermore, one of the main reasons for this mismatch is precisely the emergence of a high percentage of renewable energy in the generation and its poor regulatory treatment. As a result, a great uncertainty arises in the owners of renewable generation parks, as far as their remuneration and activity conditions are concerned.

The main objective of this PhD thesis is to develop a methodology that allows industrial consumers for certain characteristics of high energy consumption and the possibility of installing additional renewable generation, to plan and manage in an optimal and dynamic way their resources and energy consumption for the sake of an economic, social and environmental benefit. That implies, basically, knowing the way of consuming energy, the flexibility in the consumption, as well as the external factors that may vary it. Likewise, they need information on the operating costs of the electric power supply system on which they can have influence, and thus face the main challenge, which is to make in advance the decisions that will allow them to optimize energy expenditure by participating, at the same time, in the improvement of social and environmental benefits.

**KEY WORDS:** Self-consumption, Distributed Generation, Demand Management, Photovoltaic Solar Energy, and active electricity consumers.

## **PhD TESIS TITOL**

**Metodologia per a l'avaluació de la implantació de recursos de generació i demanda distribuïts en grans consumidors en entorns de mercat competitiu. Cas d'aplicació.**

### **RESUME:**

La reestructuració dels sectors elèctrics a nivell mundial i les polítiques energètiques que es plantegen en el futur a Europa, tenen com a objectiu augmentar la competitivitat dels consumidors mitjançant, entre altres accions, aconseguir preus de l'electricitat més competitiu.

Aquesta situació resulta especialment delicada a Espanya, on les carències del sector elèctric no han sigut pal·liades per la llei 54/1997 que modificava l'estructura del sector ni per les successives modificacions que s'han plantejat posteriorment. La falta de transparència en molts processos i la carència de mecanismes de compra i venda d'electricitat, han sigut dos factors clau d'aquest fracàs. A més, una de les principals raons per a aquest desajust és precisament la irrupció d'un alt percentatge d'energies renovables en la generació i el seu deficient tractament regulador. Com a resultat d'aquest últim fet, sorgeix una gran incertesa en els propietaris dels parcs de generació renovable, pel que fa a la seua remuneració i les seues condicions d'activitat.

L'objectiu principal que busca aquesta tesi és desenvolupar una metodologia que permeti als consumidors del sector industrial amb unes determinades característiques d'elevat consum energètic i possibilitat d'instal·lar generació renovable addicional, planificar i gestionar d'una manera òptima i dinàmica els seus recursos i consums fonamentalment, conèixer la seua forma de consumir energia, flexibilitat en aquest consum, així com els factors externs que poden variar-lo. Així mateix, ha de tindre informació dels costos d'operació del sistema de subministrament d'energia elèctrica en què pot influir i, d'aquesta manera, afrontar el seu principal repte que és prendre de forma anticipada les decisions que li permetrà l'optimització de la seua despesa energètica, participant alhora en la millora dels beneficis socials i ambientals.

**PARAULES CLAU:** Resposta de la demanda, Generació Renovable Distribuïda, Autoconsum Fotovoltaic, Consumidors actius d'electricitat.

## INDICE GENERAL

CAPÍTULO 1. Introducción .....	13
1.1 Antecedentes.....	13
1.2 Motivación de la tesis.....	13
1.3 Objetivos de la tesis .....	14
1.4 Estructura de la tesis .....	15
CAPÍTULO 2. Estado del Arte Parte 1 (Generación Distribuida y Gestión de la Demanda).....	18
2.1 Introducción .....	18
2.2 Generación distribuida .....	18
2.2.1 Composición sistema fotovoltaico .....	20
2.2.1.1 Módulo fotovoltaico.....	20
2.2.1.2 Inversor.....	21
2.2.1.3 Regulador de carga.....	21
2.2.1.4 Estructura soporte .....	22
2.2.1.5 Cableado.....	22
2.2.1.6 Contadores.....	22
2.2.1.7 Sistemas de Almacenamiento .....	22
2.2.2 La Energía fotovoltaica en el mundo.....	23
2.2.3 Energía fotovoltaica en Europa.....	24
2.2.4 Energía fotovoltaica en Asia.....	25
2.2.5 Energía fotovoltaica en América .....	26
2.2.6 Autoconsumo fotovoltaico .....	26
2.2.6.1 Modalidades Autoconsumo.....	27
2.2.6.2 Balance Neto .....	27
2.2.6.3 Autoconsumo Compartido.....	28
2.2.6.4 Aspectos administrativos relevantes .....	28
2.2.7 Configuraciones posibles de instalaciones de autoconsumo ....	29
2.2.8 Aportaciones en materia de generación distribuida .....	31
2.3 Gestión de la demanda.....	32
2.3.1 Definición .....	32
2.3.2 Aplicaciones.....	34
2.3.3 Clasificación de la carga .....	35

2.3.4	Aportaciones .....	36
2.4	Conclusiones .....	39
CAPÍTULO 3. Estado del Arte Parte 2 (Sistema Eléctrico Español) .....		42
3.1	Introducción .....	42
3.2	Gestión Mercado Eléctrico (Operador del Mercado).....	42
3.2.1	Mercado Organizado: Mercado Ibérico de la Energía (MIBEL) .	44
3.2.1.1	Mercado Diario (mercado SPOT) .....	44
3.2.1.2	Mercado Intradía .....	46
3.2.2	Mercado No Organizado: Contrato Bilateral .....	47
3.3	Gestión Sistema Eléctrico (Operador del Sistema).....	48
3.3.1	Servicio de Ajuste del Sistema .....	49
3.3.1.1	Solución de Restricciones Técnicas .....	49
3.3.1.2	Servicios Complementarios .....	49
3.3.1.3	Gestión de Desvíos .....	50
3.3.2	Gestión de la Demanda.....	50
3.3.3	Servicios de Interrumpibilidad.....	51
3.4	Respuesta a la demanda en Europa .....	51
3.4.1	Programas de respuesta a la demanda en Europa .....	52
3.4.1.1	Suecia .....	53
3.4.1.2	Finlandia .....	54
3.4.1.3	Países Bajos .....	54
3.4.1.4	Francia .....	54
3.4.1.5	Dinamarca .....	54
3.4.1.6	Noruega .....	55
3.4.1.7	Reino Unido.....	55
3.4.1.8	Italia .....	56
3.4.1.9	España .....	56
3.5	Contratos de Operación .....	57
3.5.1	Contrato SPOT (Entrega Inmediata).....	57
3.5.2	Contrato Forward (Entrega a Futuro).....	58
3.5.3	Contratos Opciones .....	58
3.5.4	Contratos Financieros .....	58
3.6	Legislación, Sistema de Peajes y Factura Eléctrica .....	59
3.6.1	Evolución legislativa del Sistema Eléctrico Español .....	59

3.6.2	Mecanismos y Estructura de Mercado .....	60
3.6.3.	Precio final de la electricidad: Peajes de Acceso. ....	61
3.6.3.1	Peajes de Acceso a la Red .....	61
3.6.3.2	Costes de las tarifas de acceso .....	62
3.6.3.3	Estructura de las tarifas de acceso .....	62
3.6.3.4	Componentes de la Facturación de las tarifas de acceso... ..	63
3.6.3.5	Escandallo de costes de la tarifa de acceso .....	65
3.7	Conclusiones .....	69
CAPÍTULO 4. Propuesta de Metodología .....		71
4.1	Introducción .....	71
4.2	Hipótesis y escenarios.....	71
4.3	Descripción de la Metodología.....	74
4.4	Implementación de Entradas de la Metodología .....	78
4.4.1	Parametrización de los Procesos .....	79
4.4.1.1	Procesos Clave (EA1) .....	79
4.4.1.2	Perfil de Consumo (EA2).....	80
4.4.1.3	Estudio por Procesos (EA3) .....	81
4.4.1.4	Factor de emisión CO <sub>2</sub> (EA4).....	83
4.4.2	Parametrización de la Instalación de generación .....	83
4.4.2.1	Definición del entorno geográfico (EB1) .....	84
4.4.2.2	Datos de la Instalación (EB2) .....	86
4.4.2.3	Costes de la Instalación (EB3) .....	86
4.4.2.4	Costes de las Emisiones CO <sub>2</sub> (EB4) .....	88
4.4.3	Parametrización de los Precios .....	89
4.4.3.1	Precio Contrato Eléctrico (EC1).....	89
4.4.3.2	Precio Energía Eléctrica (EC2) .....	90
4.4.3.3	Precios Mercado Operación (EC3).....	90
4.5	Implementación de la metodología.....	91
4.5.1	Eficiencia Energética .....	94
4.5.2	Respuesta a la Demanda .....	95
4.5.3	Balance Flexibilidad.....	95
4.5.3.1	Definición acciones DR .....	96
4.5.3.2	Proceso de Calculo .....	96
4.5.3.3	Evaluación Ambiental.....	99

4.5.4	Balance Generación Distribuida .....	99
4.5.5	Perfil optimizado de Consumo .....	100
4.5.6	Balance CO <sub>2</sub> .....	100
4.6	Implementación de Salidas de la Metodología .....	100
4.6.1	Estados Financieros.....	100
4.6.1.1	Beneficio Neto 1: flexibilidad de cargas (SA1). .....	101
4.6.1.2	Beneficio Neto 2: tipo y tamaño instalación (SA2) .....	103
4.6.1.3	Beneficio Neto 3: modalidad de venta de energía (SA3)....	104
4.6.1.4	Modelo Financiero (SA4).....	105
4.6.2	Impacto Mercado .....	106
4.6.2.1	Impacto en la Red 1: Repercusión técnica (SB1) .....	106
4.6.2.2	Impacto en el sistema eléctrico 1: Repercusión económica (SB2).....	107
4.6.2.3	Perfil Optimizado (SB3) .....	110
4.6.2.4	Balance CO <sub>2</sub> (SB4) .....	110
4.6.3	Análisis de Sensibilidad .....	110
4.6.3.1	Impacto Tecnológica (SC1) .....	110
4.6.3.2	Impacto de Mercado (SC2) .....	111
4.6.3.3	Impacto Regulatoria (SC3) .....	111
4.6.3.4	Impacto de Mercado CO <sub>2</sub> (SC4).....	111
4.7	Conclusiones .....	111
CAPÍTULO 5. Caso de Aplicación .....		114
5.1	Introducción .....	114
5.2	Fases de la aplicación y herramientas empleadas .....	115
5.3	Hipótesis y Escenarios de la aplicación .....	116
5.4	Diseño Experimental .....	116
5.4.1	Fase I: Gestión de la Demanda (Entradas) .....	117
5.4.1.1	Procesos Clave (EA1) .....	117
5.4.1.2	Perfil de consumo (EA2) .....	118
5.4.1.3	Estudio de los procesos (EA3) .....	118
5.4.1.4	Factor CO <sub>2</sub> (EA4) .....	119
5.4.1.5	Precio Contrato Eléctrico (EC1).....	119
5.4.1.6	Precios Energía Eléctrica (EC2) .....	119
5.4.1.7	Precios Mercado Operación (EC3).....	119



5.4.2	Fase I: Gestión de la Demanda (Salidas)	120
5.4.2.1	Beneficio Neto 3 (SA4)	120
5.4.2.2	Perfil Optimizado (SB3)	121
5.4.2.3	Balance CO <sub>2</sub> (SB4)	122
5.4.2.4	Impacto en el Mercado (SC2)	123
5.4.2.5	Impacto en el Mercado CO <sub>2</sub> (SC4)	124
5.4.3	Fase II: Generación Distribuida (entradas)	124
5.4.3.1	Definición Entorno (EB1)	124
5.4.3.2	Datos de la Instalación (EB2)	124
5.4.3.3	Costes de la Instalación (EB3)	126
5.4.3.4	Costes Emisiones CO <sub>2</sub> (EB4)	129
5.4.3.5	Precio Contrato Eléctrico (EC1)	130
5.4.3.6	Precio Energía Eléctrica (EB4)	133
5.4.4	Fase II: Generación Distribuida (Salidas)	134
5.4.4.1	Beneficio Neto 1 (SA1)	135
5.4.4.2	Beneficio Neto 2 (SA2)	136
5.4.4.3	Modelo Financiero (SA3)	136
5.4.4.4	Impacto en la Red (SB1 y SB2)	136
5.4.4.5	Perfil Optimizado (SB3)	136
5.4.4.6	Balance CO <sub>2</sub> (SB4)	136
5.4.4.7:	Impacto de la tecnológica (SC1)	137
5.4.4.8:	Impacto del Mercado (SC2)	137
5.4.4.9:	Impacto de la Regulación (SC3)	137
5.4.4.10:	Impacto del Mercado CO <sub>2</sub> (SC4)	138
5.5	Resultados obtenidos	138
5.5.1	Resultados aplicación flexibilidad de cargas (Fase I)	138
5.5.2	Resultados instalación fotovoltaica (Fase II)	139
5.6	Conclusiones	154
CAPÍTULO 6. Conclusiones, Aportaciones y Futuros trabajos de Investigación		158
6.1	Conclusiones	158
6.2	Aportaciones de la metodología	159
6.2.1	Aportaciones directas	159
6.2.2	Aportaciones indirectas	160

6.2.2.1	Contribuciones a las políticas medioambientales de la Comisión .....	160
6.2.2.2	Contribución a la transición energética .....	161
6.2.2.3	Contribución al proceso de digitalización.....	161
6.2.2.4	Contribuciones a los cambios en el sistema eléctrico .....	161
6.2.2.5	Contribuciones a los cambios en el precio de la electricidad . .....	161
6.3	Futuros trabajos de Investigación .....	162
6.3.1	Revisión de la metodología tarifaria .....	162
6.3.2	Futuro de la tecnología fotovoltaica.....	163
6.4	Retos .....	163
ANEXOS	.....	164
Anexo 4.1:	Glosario de términos económicos .....	165
Anexo 5.1:	Consumos en KWh UPV y UV del año 2015 .....	166
Anexo 5.2:	Parámetros técnico económicos por proceso. ....	170
Anexo 5.3:	Input Herramienta Fase I: Curvas de Carga de Potencia (kWh) .....	172
Anexo 5.4:	Input Herramienta Fase I: PRECIOS .....	176
Anexo 5.5:	Datos del precio del mercado diario español durante el año 2015 expresados en €/MWh .....	178
Anexo 5.6:	Resultados Fase II de la metodología .....	180
Anexo 5.7:	Certificado de Aenor de la Huella de Carbono de un panel fotovoltaico fabricado en España .....	181
Anexo 5.8:	Modelo financiero PV Model .....	182
Anexo 5.9:	Estudio de Impacto económico en la red debido al aumento de la generación distribuida.....	185
BIBLIOGRAFÍA	.....	191
Bibliografía	Capítulo 2 .....	191
Bibliografía	Capítulo 3 .....	192
Bibliografía	Capítulo 4 .....	193
Bibliografía	Capítulo 5 .....	193
Otras fuentes consultadas:	.....	193

## **AGRADECIMIENTOS**

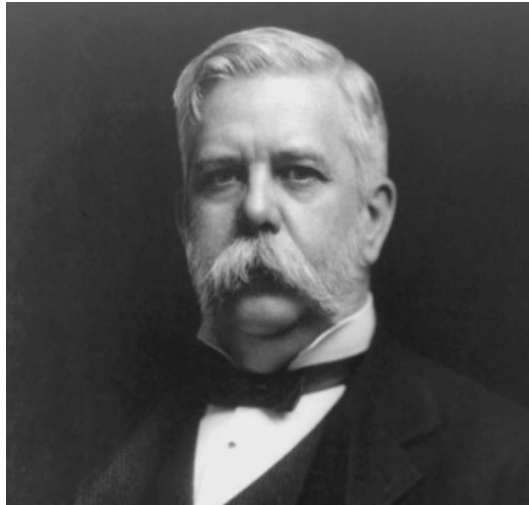
A mis padres Vicenta Marco y Esteban Morcillo por la excelente educación prestada y ejemplo académico que me han dado, a mis suegros Ana Huarte y Antonio Aleixandre por su enorme generosidad permitiéndome el tiempo dedicado al estudio, a mi pareja Esteban Aleixandre por su apoyo incondicional en los momentos más duros y sin el que este trabajo nunca hubiese visto la luz.

También a mi empresa Atersa del grupo Elecnor y a mi Gerente Julio Yustas por su plena confianza en mi perfil profesional y por la maravillosa oportunidad brindada de poder dedicarme año tras año a este maravilloso sector. Agradecer el conocimiento del departamento técnico de Atersa de la mano de Enrique Daroqui, Josep Soler y Jorge Segura por su gran genialidad y a la Unión Española Fotovoltaica por las fuentes prestadas y su vasto contenido informativo.

Muy especialmente y con sumo cariño a Carlos Alvarez y a su equipo del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica de Valencia, Manolo Alcázar, Elisa Peñalvo y Laura Molina, por su paciencia, su tiempo, su dedicación, su experiencia y su inagotable trasmisión de conocimientos. Agradecer sin duda también la colaboración y ayuda prestada por el Vicerectorat d' Economia, Infraestructura i Tecnologies de la Informació, la Vicegerencia d' Assumptes Econòmics i el Servei Tècnic i de Manteniment de la Universitat de València.

A todos ellos y sin olvidar a mi principal fuente de energía que son mis hijas Emma y Nora doy las GRACIAS.

## CAPÍTULO 1. Introducción



**George Westinghouse, Jr.** (Nueva York, 1846 - 1914) fue un empresario, ingeniero e inventor estadounidense. Fue uno de los principales rivales de Thomas Alva Edison en la llamada "Guerra de las corrientes". Westinghouse y su Westinghouse Electric (fundada en 1886) desarrollaron los sistemas de transmisión de corriente alterna (CA) mientras que Edison apoyaba la corriente continua (CC). Finalmente triunfó la corriente alterna por su menor pérdida de energía eléctrica y bajo precio.

### Resumen Índice Capítulo 1

CAPÍTULO 1. Introducción .....	13
1.1 Antecedentes.....	13
1.2 Motivación de la tesis.....	13
1.3 Objetivos de la tesis .....	14
1.4 Estructura de la tesis .....	15

## **CAPÍTULO 1. Introducción**

### **1.1 Antecedentes**

La reestructuración que han sufrido los sectores eléctricos a nivel mundial y las políticas energéticas que se plantean en el futuro en Europa, tienen como objetivo aumentar la competitividad de los consumidores mediante, entre otras acciones, conseguir precios de la electricidad más competitivos.

Esta situación es especialmente delicada en algunos países, entre ellos España donde las carencias del sector eléctrico no han sido paliadas por la ley 54/1997 que modificaba la estructura del sector ni por las sucesivas modificaciones que se han planteado con posterioridad. La falta de transparencia en muchos procesos y la carencia de mecanismos de compra y venta de electricidad han sido dos factores clave de este fracaso.

Una de las principales razones para este desajuste es la irrupción de un alto porcentaje de energías renovables en la generación y su deficiente tratamiento regulatorio. Como resultado de esto último surge una gran incertidumbre en los propietarios de los parques de generación renovable, en cuanto a su remuneración y condiciones de actividad. El incremento en el consumo de energía eléctrica y la mayor disponibilidad de energías renovables han permitido que el precio de la electricidad sea un factor determinante para la sociedad.

En 2018 la energía fotovoltaica instalada a nivel mundial alcanza los 98 GW de los cuales casi la mitad 44 GW pertenecen al gigante asiático. La cifra alcanzada por Europa ese mismo año es de 8,5 GW, siendo la aportación de España de 261 MWp, cifra que duplica a la conseguida el pasado 2017 de 135 MWp. Estos resultados están siendo impulsados por una Comisión Europea (CE) que centra su estrategia a través de un amplio catálogo de propuestas legislativas cuyo objetivo es cumplir su compromiso adquirido de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en al menos un 40% para el año 2030. El texto de la directiva reconoce que la energía renovable es la única forma de descarbonización en el sector eléctrico que se desarrolla a una velocidad adecuada a lo que se requiere en el acuerdo de París, que es limitar el incremento global a 2°C sobre niveles preindustriales. Para conseguirlo, fija dos importantes objetivos para el 2030, alcanzar el 27% de energía renovable en el total de consumo de energía y mejorar la eficiencia energética un 30% con respecto al año base 1990.

Con estas bases se pretende convertir a Europa en líder mundial de renovables y para ello se destaca también la relevancia en la participación activa de los consumidores a quién se define como agentes activos y centrales en los mercados de la energía del futuro, y a quién individualmente o a través de agregadores, se les deberá autorizar a autoconsumir energía renovable y a vender el exceso de su producción de electricidad renovable sin ser objeto de procesos desproporcionados ni cargos que no reflejen los costes.

### **1.2 Motivación de la tesis**

Vivimos una época donde cada vez es más frecuente oír la palabra Crisis Energética o Cambio Climático. A menudo la falta de conocimiento en la materia provocado en gran medida por las complejas reglas del juego del mercado eléctrico, hacen que la participación activa del consumidor en dicho ámbito sea escasa. Un concepto recurrente en esta tesis es la "respuesta de la demanda" que engloba los cambios en el uso de la electricidad que se producen en los consumidores como respuesta a las variaciones en los precios de la electricidad. También se considera respuesta a la demanda la disminución en el uso de la electricidad como resultado a cualquier incentivo económico, bien para paliar altos precios del mercado eléctrico o para no

poner el sistema en peligro de escasez. En todo momento deberá haber un equilibrio entre lo que el cliente esté dispuesto a pagar por la energía que necesite y el pago mínimo requerido por el consumidor para activar su flexibilidad y dejar de consumir parte de la energía que tenía previsto consumir. Sin embargo, en el diseño de los nuevos sistemas y mercados de energía eléctrica (Smart Grids en su terminología anglosajona) se considera la respuesta activa del consumidor en la demanda de energía como paradigma básico en el que se fundamenta un suministro eléctrico más eficiente, más flexible y consecuentemente con mejores costes.

Actualmente la mayoría de las herramientas puestas a disposición de los consumidores de energía para su ahorro energético, están focalizadas en estudios de eficiencia energética cuyas repercusiones si bien contribuyen a una mejora en la factura eléctrica tienen un recorrido escaso y están acotadas. Teniendo en cuenta el incremento en el costo de la electricidad, así como la integración de energías renovables en la red, la necesidad de herramientas de simulación capaces de proporcionar un enfoque de "toma de decisiones" para la toma rápida de decisiones es valiosa no solo para los clientes sino también para los agentes que deben garantizar la gestión óptima del sistema de potencia.

Esta tesis contribuye al desarrollo del conocimiento en materia de generación distribuida y gestión de la demanda siendo ambos mecanismos moderadores en los precios del sector eléctrico.

En el marco de la actividad del grupo de trabajo de "Sistemas y Mercados Eléctricos" del Instituto Universitario de Investigación en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica de Valencia, en el que se ha desarrollado esta tesis, se aporta una visión de conjunto de los factores relevantes que intervienen en el mercado eléctrico, de los procesos de compra y venta de energía eléctrica (especialmente renovable fotovoltaica), así como una metodología que permite gestionar el riesgo económico en los consumidores activos que tienen la capacidad de producir localmente energía y que pueden participar en los procesos de gestión del sistema de suministro.

Los mecanismos planteados se van a aplicar y a simular para un gran consumidor en el marco del MIBEL (Mercado Ibérico de la Electricidad) mediante el desarrollo de los correspondientes modelos. Finalmente, se analizarán las implicaciones económicas de la generación renovable en el mercado de emisiones del CO<sub>2</sub> y su impacto en el portafolio de generación. Es sabido que el desarrollo de las energías renovables lleva asociado una disminución del consumo de energías fósiles lo que implica tanto una mejora desde el punto de vista económico como medioambiental para la sociedad al reducir considerablemente las emisiones contaminantes y gases de efecto invernadero que contribuyen al calentamiento global y al consabido cambio climático.

En líneas generales la falta de consenso europeo por parte de los reguladores en materia de generación distribuida, junto con el poco interés por parte de los lobbies eléctricos en facilitar autoconsumo y gestión de la demanda, sin olvidar el problema de la falta de elementos de acumulación tecnológicamente y económicamente viable para paliar las dificultades de las energías renovables, hace necesaria la propuesta de metodología que se plantea en esta tesis y que la solución propuesta sea de gran utilidad para el mercado empresarial al que dirigimos el presente estudio.

### 1.3 Objetivos de la tesis

**El objetivo principal que busca esta tesis es desarrollar una metodología que permita a los grandes y medianos consumidores (de los sectores industrial y servicios principalmente) gestionar de manera óptima y dinámica sus recursos de generación y consumo energéticos, de forma coordinada y resultando en un beneficio económico, social y ambiental. Se considera**

**inicialmente su aplicación a grandes y medianos consumidores, aunque las herramientas desarrolladas permitirían su aplicación a todos los consumidores**

Esto implica, necesariamente el conocimiento de la forma de consumir energía, flexibilidad en este consumo, así como los factores externos que pueden variarlo. Así mismo, se debe tener información de los costes de operación del sistema de suministro de energía eléctrica en los que puede influir y de esta forma afrontar su principal reto para el consumidor que es tomar de forma anticipada las decisiones que le permitirá la optimización de su gasto energético participando a la vez en la mejora de los beneficios sociales.

Se desarrolla una metodología inicialmente adecuada para grandes clientes o agregadores, orientada a mejorar la participación de la demanda de electricidad en los mercados de electricidad organizados. La participación de demanda propuesta impulsada por el cliente complementa a los programas tradicionales de respuesta a la demanda.

Este objetivo general se articula en una serie de objetivos más específicos:

1. Realizar una revisión completa de los últimos desarrollos relacionados con el objetivo que se quiere cumplir.
2. Estudiar los aspectos que impiden la consecución del citado objetivo.
3. Estudiar la gestión de los mercados eléctricos y analizar la influencia de la penetración de las energías renovables en dichos mercados.
4. Estudiar cómo se plantea la respuesta de la demanda en el marco de los objetivos de la tesis y proporcionar iniciativas para su mejora.
5. Realizar la aplicación de la metodología desarrollada a un caso práctico de aplicación con autoconsumo incluyendo el análisis de cómo afectan las variaciones en los precios y legislación del mercado eléctrico en la metodología y caso de aplicación propuesta. Dicha metodología verá su aplicación en un determinado perfil de consumo obtenido de los dos centros universitarios de referencia en la Comunidad Valenciana como son la Universidad Politécnica y la Universidad de Valencia, datos reales del pasado 2015.

#### 1.4 Estructura de la tesis

El resto de la presente Tesis se va a estructurar en capítulos con la siguiente estructura:

El **CAPITULO 2 (Estado del arte Parte 1, Generación Distribuida y Gestión de la Demanda)** hace especial hincapié en papel dominante que empieza a tener la Generación Distribuida y más concretamente la energía fotovoltaica, de la que se analizará su principio de funcionamiento, sus características y elementos que la componen, así como su presencia cada vez más estable en España, Europa y resto del mundo. Cómo surgen, cómo están legisladas, que coste tienen y cómo han ido evolucionando principalmente dichas fuentes de generación renovable en España o cuál es su impacto en la red eléctrica, es fundamental para entender y predecir la influencia que van a tener en el precio final horario que se obtiene de la subasta eléctrica.

La segunda parte del capítulo se dedicará al estudio de la Gestión de la Demanda, donde se perfilarán los distintos tipos de programas de respuesta a la demanda existentes de forma que el consumidor podrá elegir aquel que mejor se adapte a su perfil de consumo. Los estudios que se han publicado hasta la fecha y su análisis es la aportación en esta tesis de este capítulo.

El **CAPITULO 3 (Estado del arte Parte 2, Sistema Eléctrico Español)**, se estructura en dos partes.

La razón por que se incluye este capítulo es que la aplicación de esta metodología se va a realizar en España. La primera parte versa sobre los funcionamientos de los mercados eléctricos. En esta primera parte se analizan las funciones del Operador de Mercado, donde se distinguen los mercados Organizados (mercado Diario o Spot y mercado Intradía) y los mercados No Organizados o Bilaterales, y las funciones del Operador de Sistemas donde se introducirán los términos de servicios de ajuste, gestión de los desvíos y gestión de la demanda, término que será ampliamente desarrollado a lo largo de esta tesis tanto en el capítulo 3 como en los capítulos 4 y 5. Durante esta primera parte del capítulo, también se estudiarán los Contratos de Operación y las diferentes opciones existentes de compra Energía en España, a través de los contratos SPOT, los Contratos Forward, las Opciones o los Instrumentos derivados.

En la segunda parte de este capítulo, se esclarecen los costes que engloba la factura energética, analizando las variaciones de las tarifas de acceso y los cambios legislativos en la evolución de los costes de la electricidad.

En el **CAPITULO 4 (Propuesta de Metodología)** se desarrolla una metodología nueva que permite a los consumidores planificar y gestionar de manera óptima y dinámica sus recursos y consumo energéticos en aras de un beneficio económico, social y ambiental.

Resultado de este estudio experimental, la nueva metodología diseñada deberá ser capaz de predecir el modelo óptimo de perfil de consumo y la solución energética que haga económicamente más rentable el gasto energético aumentando así su competitividad.

Para la optimización del resultado se utilizará una combinación de las herramientas DRIP (desarrollada para el programa DRIP dentro del departamento de Energía Eléctrica de la UPV) y HOMER (HOMER Pro® de HOMER Energy).

El **CAPITULO 5 (Caso de Aplicación)** aplica la metodología propuesta a un consumo formado por dos grandes consumidores de referencia en la Comunidad Valenciana: la Universidad de Valencia y la Universidad Politécnica de Valencia.

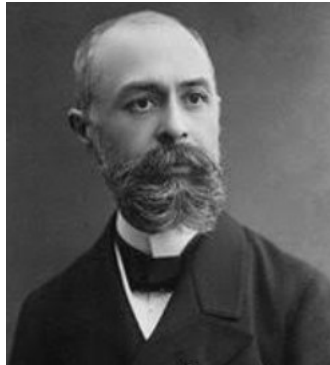
Finalmente, el **CAPITULO 6 (Conclusiones, Aportaciones y Futuros trabajos de investigación)** recoge los resultados extraídos de la metodología desarrollada y establece el impacto que la aplicación de dicha metodología pudiera tener en determinados sectores que por sus características presenten patrones tanto de consumo como de generación similares.

Se plantea también como punto de partida para futuras líneas de investigación propuestas para gestionar en el portafolio de generación la capacidad de hacer transacciones con las emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel horario para mejorar la rentabilidad de los proyectos de Generación Eléctrica. Se propone así, analizar las implicaciones económicas de la generación renovable en el mercado de emisiones del CO<sub>2</sub> y su impacto en el portafolio de generación.



## **CAPÍTULO 2. Estado del Arte Parte 1**

### **(Generación Distribuida y Gestión de la Demanda)**



**Alexandre-Edmond Becquerel** (Francia 1820 – 1891) fue un físico francés que estudió el espectro solar, el magnetismo, la electricidad y la óptica. Es conocido por su trabajo en la luminiscencia y la fosforescencia. Fue el descubridor del efecto fotovoltaico en 1839.

### **Resumen Índice Capítulo 2**

CAPÍTULO 2. Estado del Arte Parte 1 (Generación Distribuida y Gestión de la Demanda).....	18
2.1 Introducción .....	18
2.2 Generación distribuida .....	18
2.3 Gestión de la demanda.....	32
2.4 Conclusiones .....	39

## CAPÍTULO 2. Estado del Arte Parte 1 (Generación Distribuida y Gestión de la Demanda).

### 2.1 Introducción

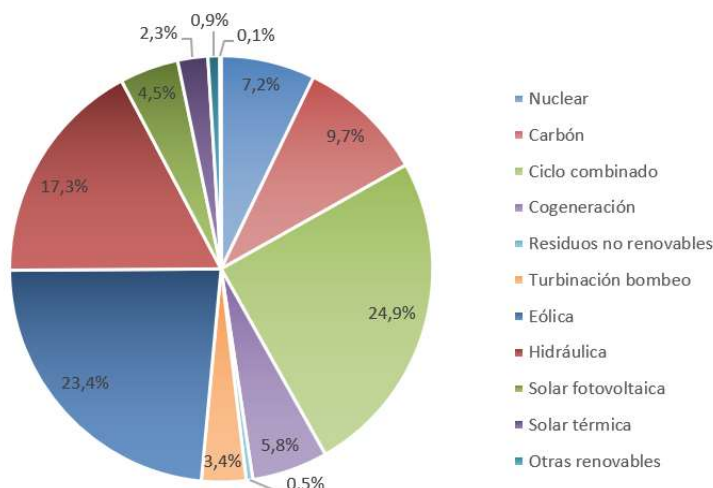
Este capítulo se centra inicialmente en la Generación Distribuida y más concretamente en la energía solar fotovoltaica, de la que se analiza su historia, su principio de funcionamiento, sus características y elementos que la componen, así como su presencia cada vez más estable en España, Europa y resto del mundo. Cómo surgen, cómo funcionan, que coste tienen y cómo han ido evolucionando dichas fuentes de generación distribuida con carácter renovable en España es fundamental para entender y predecir la influencia que van a tener en el precio final de la energía que consumimos.

La segunda parte del capítulo estudia en detalle lo que hoy se denomina Gestión de la Demanda o mecanismos para su flexibilidad. Cuáles son sus aplicaciones principales y explicar cuáles son los programas de respuesta a la Demanda ya existentes serán los objetivos de esta segunda parte del capítulo.

Capítulos posteriores tratarán de analizarán las sinergias surgidas de la aplicación conjunta de los programas de Generación Distribuida y Gestión de la Demanda en el entorno actual.

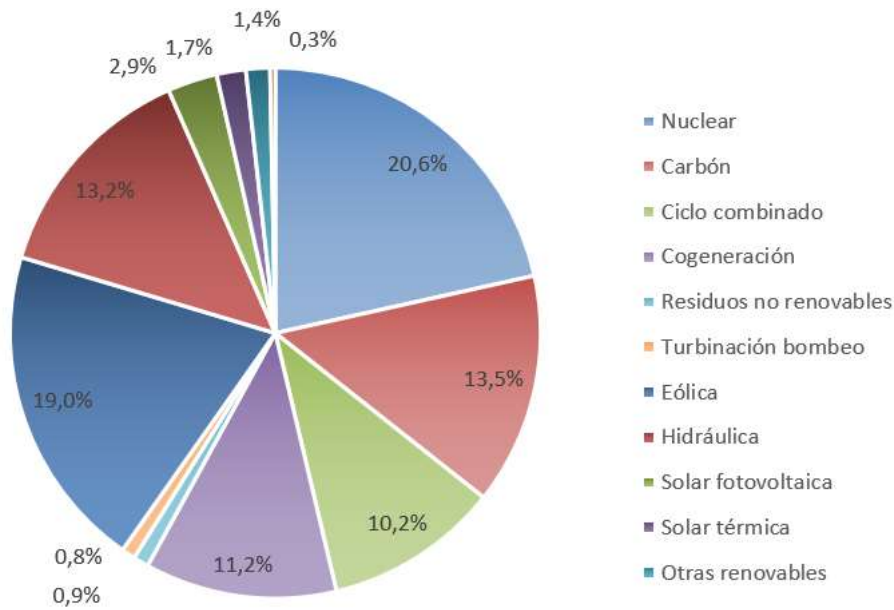
### 2.2 Generación distribuida

De acuerdo a Red Eléctrica de España (REE, 2018), la demanda nacional en 2018 alcanza los 268.808 GWh. Además, el parque generador de energía eléctrica desciende a los 104.053 MW de potencia instalada (0,1% menos que en 2017) motivado por el cierre del ciclo combinado de Tarragona.



**Figura nº2.1:** Potencia eléctrica instalada peninsular 2018 (en porcentaje sobre el total). (Fuente: Red Eléctrica de España).

En cuanto a la cobertura de la demanda, lo más destacado ha sido el incremento de la aportación hidráulica (un 13,2% frente al 7,2% del 2017) y un descenso de la aportación del carbón (un 13,5 % frente al 16,5 % del año anterior). Por otro lado, las tecnologías que más han contribuido a cubrir la demanda son la nuclear que se sitúa en primer lugar con una aportación del 20,6 %, seguida de la eólica con el 19%. Asimismo, cabe destacar que el 4,3 % de la demanda se ha cubierto con energía importada de otros países.



**Figura nº2.2:** Cobertura de la demanda eléctrica peninsular 2018 (en porcentaje sobre el total). (Fuente: Red Eléctrica de España).

Hasta la fecha, los países industrializados generan la mayor parte de su electricidad en grandes instalaciones centralizadas, que, si bien aportan excelentes resultados económicos, lo cierto es que debido a las grandes distancias desde su centro de producción hasta el punto de consumo el rendimiento energético de las mismas es bajo y su impacto medioambiental alto. Según Red Eléctrica de España, alrededor de un 9% de la energía se pierde en su distribución hasta el consumidor final.

Desde el punto de vista de la sostenibilidad, generar cerca del lugar donde se consume reduce la cantidad de energía que se pierde en la red de transporte, esto hace que también se reduzcan el tamaño y número de las líneas eléctricas que deben no solo construirse sino también mantenerse en óptimas condiciones. Y así surge la denominada "generación distribuida", también conocida como generación in-situ, consistente en la generación de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energía instaladas en lugares lo más próximo posibles a las cargas. La energía comúnmente empleada como fuente de energía distribuida es por sus características intrínsecas, la energía solar fotovoltaica.

En solo una década, la fotovoltaica se ha convertido en una fuente muy importante de electricidad en varios países de todo el mundo. Su crecimiento vertiginoso tiene su origen en sus aptitudes únicas para satisfacer la mayoría de las demandas con soluciones que van desde las micro instalaciones domésticas hasta los macro parques fotovoltaicos. España, que fue pionera en renovables en 2008, vuelve a apostar hoy tras la llamada moratoria de las renovables por estas energías verdes. En efecto, muchas empresas ya existentes, pero también de nueva creación, salen hoy a competir al mercado dejando atrás un modelo de negocio basado en subvenciones y sabiendo que además de verdes, deben de ser rentables.

Este tipo de instalaciones de generación distribuida se beneficia de varias ventajas, a saber:

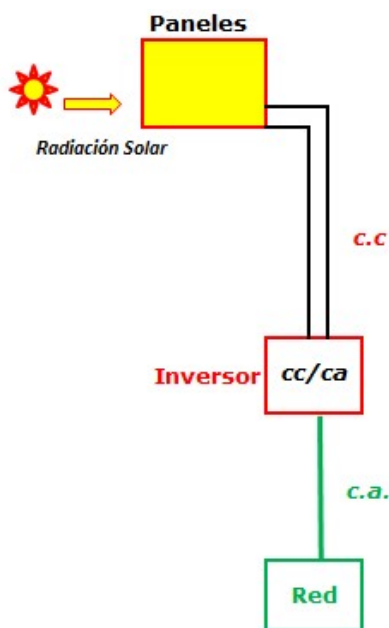
- Reducción de pérdidas en las redes de transporte, al estar cerca la generación del consumo final.
- Posibilita la entrada en el mercado de pequeños productores de potencia ya que estos sistemas tienen un coste muy inferior al de un sistema centralizado.

- Dado su carácter renovable, ayuda a disminuir la generación de CO<sub>2</sub> a la par que contribuye a que el país alcance los objetivos de generación de fuentes renovable que Europa ha propuesto de cara al año 2020.
- Estabilización del precio de la energía consumida al no depender de la volatilidad de los consumibles fósiles entre otros.

Desafortunadamente no todo no son ventajas. Por ejemplo, la gran volatilidad de esta generación y su falta de control directo por parte de los grandes operadores de las redes, podría producir inestabilidades en el sistema. A día de hoy, la entrada de este tipo de generación representa un porcentaje muy bajo con lo que no existen grandes perturbaciones en la red. Sin embargo, por los motivos anteriormente expuestos, se trata de una generación creciente y por lo tanto su penetración no deberá estar exenta de complejos mecanismos de control y predicción que hagan al sistema lo suficientemente estable y confiable, lo cual sin duda alguna generará altos costes de mantenimiento y de gestión al operador del sistema.

### 2.2.1 Composición sistema fotovoltaico

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica. Esta energía supone una solución viable a los actuales problemas ambientales y de salud que plantea la dependencia de la energía no renovable (Pearce, 2002).

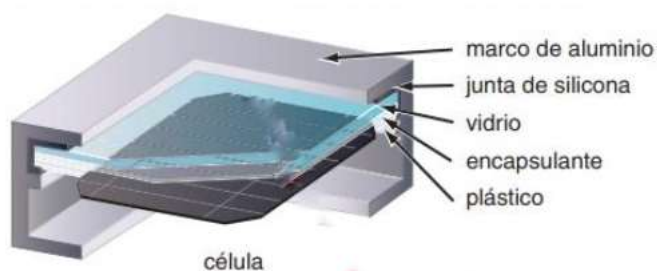


**Figura 2.3:** Esquema básico de una central fotovoltaica (Fuente: elaboración propia)

#### 2.2.1.1 Módulo fotovoltaico

El módulo o panel fotovoltaico es el elemento principal de la instalación, ya que es el encargado de generar corriente eléctrica a partir de la radiación solar incidente sobre él. Cada panel solar está formado por un conjunto de células fotovoltaicas conectadas eléctricamente en serie y paralelo, encapsuladas y montadas sobre un soporte o marco del panel. El funcionamiento de las células se basa en el efecto fotovoltaico. La salida proporcionada por el panel fotovoltaico es en corriente continua, y la tensión de trabajo del panel está definida por las conexiones de las células, siendo comunes tensiones de 6, 12 o 24 V. El encapsulado del panel (backsheet) tiene una función de protección de las células frente a los agentes externos: la abrasión, la humedad, los

rayos ultravioletas, las vibraciones y los agentes meteorológicos (lluvia, viento, nieve, granizo). En la siguiente figura se observa un esquema del encapsulado.



**Figura 2.4:** Esquema encapsulado módulo fotovoltaico (Fuente: [www.atersa.com](http://www.atersa.com)).

En (Wilson Braga Júnior, 2014) se presentan las características de diferentes tecnologías y fabricantes de módulos fotovoltaicos comerciales basados en sus componentes eléctricos y parámetros. Para ello, se han extraído los datos de 281 fichas técnicas de módulos fotovoltaicos de diferentes tipos y fabricantes. La principal información obtenida en este trabajo se puede utilizar en varios estudios sobre aplicaciones fotovoltaicas.

En el próximo capítulo, se ha seleccionado para la implementación de la metodología una instalación de autoconsumo fotovoltaico como sistema de generación distribuida pues se considera que este tipo de instalaciones son fáciles de implementar, rápidas y tienen un coste económico al alcance de los grandes consumidores. Siendo el elemento fundamental de la instalación fotovoltaica el propio módulo fotovoltaico se ha considerado importante conocer las diferentes tecnologías y fabricantes de módulos existentes, así como sus parámetros eléctricos, datos que aparecen bien reflejados en el trabajo de Wilson Braga Junior. En el caso de aplicación, fase de generación distribuida que se implementa con el programa Homer, se selecciona uno de los módulos fotovoltaicos que aparece en este estudio.

#### 2.2.1.2 Inversor

El inversor es el elemento de la instalación que se encarga de convertir la corriente continua que generan los módulos fotovoltaicos en corriente alterna adecuada para el consumo. Es necesaria su instalación en todos los sistemas que se encuentren conectados a red, así como en la mayoría de instalaciones aisladas cuyo destino sea el autoconsumo de una vivienda, ya que la mayoría de cargas se alimentan en alterna. El inversor deberá proporcionar una corriente de las mismas características de la red eléctrica, es decir, con forma senoidal, valor eficaz de 230 V y con frecuencia de 50 Hz. No se permiten variaciones de estos valores con el fin de reducir al máximo las perturbaciones a la red.

Los seguidores MPPT (maximum power point tracker) son sistemas de iteración según el cual los inversores o microinversores cambian a cada instante el punto de trabajo del panel o de las series para observar si en el nuevo punto hay más o menos potencia disponible que en el anterior. Se utiliza en la mayor parte de equipos hoy en día, con y sin baterías, y están integrados en el control del inversor o regulador correspondiente.

#### 2.2.1.3 Regulador de carga

El regulador de carga es un elemento de unión de los módulos fotovoltaicos con los elementos de consumo de la instalación. Se utiliza en sistemas aislados de la red que funcionen con cargas en corriente continua o incluyan baterías, así como en sistemas conectados a red si disponen de sistema de almacenamiento. Su principal función es

la de proteger a los sistemas de almacenamiento de sobrecargas y sobredescargas de la batería, de forma que aumente su vida útil. Las instalaciones solares se dimensionan para el peor escenario de irradiación posible, es decir, para valores de irradiación de invierno. En verano, la energía aportada por los módulos puede ser muy superior, lo que hace que, si no existiera este elemento, el exceso de corriente que circularía haría que las baterías pudieran dañarse.

#### 2.2.1.4 Estructura soporte

El diseño de la estructura está condicionado por la normativa básica del código técnico de la edificación, en lo relativo a las sobrecargas por viento y nieve, siendo los principales factores para su fijación, ya que los paneles son ligeros y no condicionan en gran medida el diseño. Además, en el caso de que los paneles se encuentren situados en el suelo o terrazas planas, es necesario que la estructura deje libre una altura mínima por debajo del panel de unos 30 cm, con el fin de que la lluvia no llegue a inundar los paneles ni la nieve a cubrirlos. Esta altura mínima variará en función de la zona geográfica y climatología del lugar en que se sitúen. En los anclajes de la estructura se suelen emplear bloques de hormigón y tornillos roscados.

Tanto la estructura, como los soportes deben ser preferiblemente de aluminio anodizado, acero inoxidable o hierro galvanizado y la tornillería de acero inoxidable. Estos materiales son ligeros y de gran resistencia, además de ofrecer buena protección frente a agentes corrosivos.

#### 2.2.1.5 Cableado

El cableado se encarga de las interconexiones de todos los elementos de la instalación. Existirán dos zonas diferenciadas: el cableado de corriente continua y el cableado de corriente alterna. Todo el cableado debe diseñarse de acuerdo a la normativa vigente, que en el caso de instalaciones de baja tensión se encuentra descrito en el Reglamento Electrotécnico de Baja tensión, más específicamente en la ITC-BT-19.

#### 2.2.1.6 Contadores

En el caso de instalaciones conectadas a red destinadas a autoconsumo, los contadores bidireccionales eran obligatorios cuando existía el "impuesto al sol" para que la comercializadora conociera qué energía se autoconsumía. Con el nuevo RD no es necesario introducir contadores nuevos puesto que, a pesar de existir la posibilidad de inyectar a red, los contadores digitales actuales son bidireccionales y pueden contar en un sentido de entrada y en el de salida.

Asimismo, es necesario, en modalidades de autoconsumo con inyección cero, instalar un dispositivo de vertido cero a la red, cuyo fin es evitar la inyección de energía a la red y por tanto las tarifas por el vertido a la red eléctrica.

#### 2.2.1.7 Sistemas de Almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento más empleados en las instalaciones solares fotovoltaicas, por su coste, su durabilidad y su capacidad para almacenar energía durante largos periodos de tiempo, son las baterías electroquímicas. Estas baterías son capaces de almacenar energía eléctrica -mediante procedimientos electroquímicos- y posteriormente ésta es devuelta casi en su totalidad. El ciclo de estas baterías puede repetirse de forma limitada y se trata de un generador eléctrico secundario; es decir, necesita un suministro eléctrico previo para poder funcionar (Irizar & Cuadrado, 2012).

## 2.2.2 La Energía fotovoltaica en el mundo

A nivel mundial se instaló en 2018 más potencia fotovoltaica que de cualquier otra tecnología de generación de energía. La demanda solar mundial fue nuevamente impulsada por el gigante asiático Chino que instaló 44 GW en un solo año seguidos de EEUU, Japón e India que juntos suman otros 26 GW. La rentabilidad de la energía solar ha atraído a muchos países a considerar seriamente esta tecnología única, flexible y distribuida de generación limpia. También Europa ha tenido un buen resultado este 2018 agregando 8,5 GW de potencia (liderados por Alemania y Países Bajos). Además, impulsada por los objetivos renovables vinculantes nacionales de 2020 y las recientes subastas y licitaciones solares, se prevé que la UE tenga un crecimiento sostenido en los próximos años. El crecimiento exponencial de la potencia total fotovoltaica instalada en el mundo se puede apreciar en la siguiente gráfica.



**Figura 2.5:** Potencia total fotovoltaica instalada en el mundo (GW) (Fuente: propia).

Según la agencia internacional de la energía, a finales del Año 2019, la potencia total instalada mundial alcanzaba los 617 GW. Únicamente en los doce meses del 2019 se instalaron en el mundo 114,5 GW.

Los avances tecnológicos han propiciado que el coste de la energía solar fotovoltaica se haya reducido significativamente y que haya aumentado su eficiencia, volviéndola más competitiva respecto a energías del tipo convencional. Por otra parte, y a pesar de que la producción de los paneles solares sí que tiene un impacto ambiental, la energía solar fotovoltaica no produce emisiones nocivas y, de acuerdo a (Stolik, 2014) los paneles tienen una duración estimada de más de treinta años, lo que significa que éstos producen electricidad limpia durante aproximadamente el 95% de su ciclo de vida.

<b>Emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo del ciclo de vida</b>	
Planta energía fotovoltaica	46-15 g/kWh
Planta de gas de ciclo combinado	400-599 g/kWh
Planta de gasoil	893 g/kWh
Planta de carbón	915-994 g/kWh
Planta de energía geotérmica de alta temperatura	91-122 g/kWh

**Figura 2.6:** Tabla comparativa de emisiones de gases de efecto invernadero según diferentes tecnologías (Fuente: Informe IPCC 2011).

### 2.2.3 Energía fotovoltaica en Europa

La Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA por sus siglas en inglés), una entidad intergubernamental creada por España, Alemania y Dinamarca plantea que la Unión Europea es una de las regiones que lidera la transformación energética gracias a su salto cuantitativo en la producción energética entre 2005 y 2015 (la región duplicó su producción), lo que le abre las puertas para alcanzar su objetivo del 27% en la producción de energías renovables en 2030 (IRENA, 2018). A continuación, se detalla el estado actual de los principales productores de energía fotovoltaica de Europa:

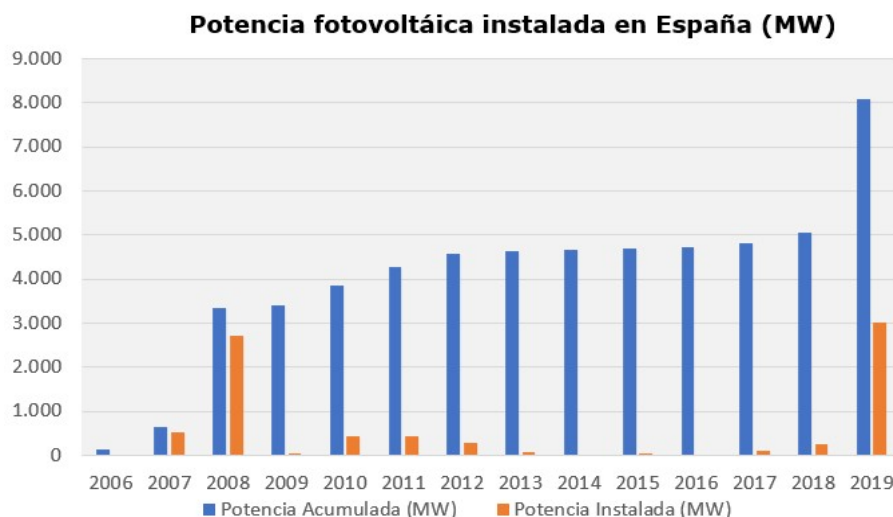
País	Estado actual
Alemania	Uno de los líderes mundiales en instalación de energía fotovoltaica. En 2017 tenía una potencia instalada superior a los 40 GW. Alemania cuenta con una tarifa regulada para la producción de energía renovable y se plantea producir el 100% de la electricidad mediante energías renovables para 2050.
Italia	Es uno de los principales productores a nivel europeo. En 2017 su potencia instalada era de 20 GW. La fotovoltaica en Italia ha alcanzado estas cifras gracias al programa de incentivos denominado <i>Conto Energia</i> .
España	La alta rentabilidad de las instalaciones en España se relaciona con su mayor irradiación solar. Paulatinamente el gobierno ha ido eliminando las barreras interpuestas al sector. Así, en 2004, se eliminan las barreras económicas para la conexión de las energías renovables a la red eléctrica. El Real Decreto 436/2004 igualó las condiciones para su producción a gran escala, y garantizó su venta mediante primas a la generación. Sin embargo, a principios de 2012, el Gobierno español aprobó un Real Decreto Ley por el que se paralizaron las instalaciones de nuevas centrales fotovoltaicas. En el mismo período que Alemania e Italia, España tenía una capacidad instalada de 5,6 GW. En el 2019 ha añadido casi 4 GW más.
Francia	A finales de 2017, la potencia fotovoltaica instalada en Francia alcanzó los 8 GW. Los sistemas feed-in-tariff (primas), las licitaciones a través de subastas y los beneficios tributarios, han hecho que el boom de la energía renovable en Francia siga creciendo a buen ritmo.
Reino Unido	El Reino Unido ha experimentado en los últimos años un incremento como resultado de los incentivos otorgados por el gobierno. Actualmente tiene 2,4 GW de potencia instalada, pero se estima que puede alcanzar los 20 GW en 2020.  Se distinguen: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Los programas de incentivos para propietarios de inmuebles: Feed-In-Tariffs (FITs).</li> <li>- Los programas Renewable para instalaciones de energía solar a gran escala. El sistema de Obligaciones Renovables (Renewable Obligations) obliga a las empresas proveedoras de electricidad a que una parte de la energía que suministran provenga de fuentes renovables. El organismo encargado de gestionar este sistema es el OFGEM (Office of Gas and Electricity</li> </ul>



	Markets). Éste otorga unos certificados conocidos como Renewables Obligation Certificates, ROC a las compañías generadoras de electricidad.
--	---

**Figura 2.7:** Tabla principales productores de fotovoltaica en Europa (Fuente: Elaboración propia, <https://es.wikipedia.org/wiki/Energíasolarfotovoltaica>)

La siguiente gráfica, muestra la potencia fotovoltaica acumulada en España:



**Figura 2.8** Potencia fotovoltaica acumulada en España año 2019 (Fuente: UNEF/REE).

#### 2.2.4 Energía fotovoltaica en Asia

En **China**, la energía fotovoltaica se ha convertido en una de las mayores industrias de la República Popular China, siendo ya la mayor productora de energía solar fotovoltaica del mundo.

El país asiático cuenta con más de 400 empresas fotovoltaicas entre las que destacan Canadian, Jasolar, Yinko, Trina o GCL. La capacidad de producción de paneles solares chinos prácticamente se cuadruplicó entre los años 2009 y 2011, superando incluso la demanda mundial. Como resultado, la Unión Europea acusó a la industria china de estar realizando dumping, es decir vendiendo sus paneles a precios por debajo de coste, imponiendo aranceles a la importación de este material. Quedó así establecido un "Minim Import Price" para los módulos fotovoltaicos procedentes de China. Estas medidas no quedaron exentas de polémica debido a que la escasez de producción propia en Europea (en toda su cadena de valor) hacía poco competitiva a la industria fotovoltaica en Europa, y finalmente el pasado mes de septiembre de 2018 quedó derogada la tasa mínima de importación.

También la instalación de energía fotovoltaica se ha desarrollado espectacularmente en el país asiático. En 2011, la Asamblea Popular Nacional de China estableció en 5 GW el objetivo mínimo oficial para 2015, fijando el objetivo a largo plazo en 20-30 GW para 2020. A finales de 2011 China dobló su potencia fotovoltaica instalada respecto al año anterior, hasta alcanzar los 3 GW. Asimismo, la tarifa de inyección bajó hasta 0,80 yuanes por kWh, lo que significó llegar al mismo nivel de las tarifas aplicables a las plantas de carbón. En el 2018 la cifra total instalada ya alcanzaba en un éxito sin precedentes la cifra de 175 GW. Debido a tan rápido crecimiento, las autoridades chinas se han visto obligadas a reevaluar en varias ocasiones su objetivo de potencia fotovoltaica.

La energía fotovoltaica en **Japón**, se ha expandido rápidamente desde la década de 1990. El país es uno de los líderes en la fabricación de módulos fotovoltaicos y se encuentra entre los primeros puestos en términos de potencia instalada, la mayor parte conectada a red. La irradiación en Japón es óptima, situándose entre 4,3 y 4,8 kWh·m<sup>2</sup>·día, convirtiéndolo en un país idóneo para el desarrollo de este tipo de energía.

La venta de módulos fotovoltaicos para proyectos comerciales creció rápidamente tras la introducción por parte del Gobierno japonés en julio de 2012 de una tarifa para el incentivo de la fotovoltaica tras el accidente nuclear de Fukushima y la paralización de la mayoría de las centrales nucleares que tiene el país. A finales de 2017, la potencia total fotovoltaica instalada en el país se situaba en torno a los 49 GW.

**India** está densamente poblada y tiene también una gran irradiación solar, lo que hace del país uno de los mejores candidatos para el desarrollo de la fotovoltaica. La caída en el precio de los paneles fotovoltaicos, principalmente de China pero también de Estados Unidos, ha coincidido con un incremento del precio de la electricidad en la India. El apoyo del gobierno y la abundancia del recurso solar han ayudado a impulsar la adopción de la tecnología solar en el país. En julio de 2009, India desveló un programa de 19.000 millones de dólares para producir 20 GW de energía solar para 2020. Bajo este plan, el uso de instalaciones solares sería obligatorio en todos los edificios gubernamentales, al igual que en hospitales y hoteles.

#### 2.2.5 Energía fotovoltaica en América

La fotovoltaica en Estados Unidos se ha convertido en una energía barata, accesible y frecuente desde 2008; alcanzando en la actualidad los 62,5 GW de capacidad instalada y capaz de proveer energía a 12 millones de hogares (Feldman, 2019).

Durante muchos años California ha sido el Estado que ha tenido mayor participación en el mercado fotovoltaico; sin embargo, existen otros mercados que han crecido casi de forma paralela, entre ellos destacan Texas, Carolina del Sur, Minnesota y Florida (SEIA, 2019).

Destacar el proteccionismo ejercido sobre la fabricación nacional de paneles solares desde el pasado mes de enero del 2018 cuando en Estados Unidos se impone un arancel especial sobre las importaciones de paneles y células solares. La nueva tasa en la frontera será del 30% del valor del producto en origen y afectará especialmente a los fabricantes chinos, a los que Estados Unidos acusa de estar inundando el mercado con precios artificialmente bajos.

#### 2.2.6 Autoconsumo fotovoltaico

Históricamente en España se ha vivido una legislación compleja y disuasoria que ha desalentado al tejido empresarial y residencial de España a acometer inversiones para instalaciones de autoconsumo. Afortunadamente, la nueva normativa **Real Decreto-ley 15/2018** de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, medidas que incluyen la supresión del impuesto al sol, devuelve la ilusión empresarial y ciudadana de poder producir su propia electricidad mediante mecanismos de autoconsumo fotovoltaico.

Hoy en día los proyectos son rentables a precios de mercado y no necesitan incentivos, la fotovoltaica es ya la forma de generación eléctrica más barata. Gracias a la innovación tecnológica y a un esfuerzo sin precedentes de todo el sector, mientras un MW de fotovoltaica costaba hace 10 años ocho millones de euros, hoy no llega a los 700.000 euros.

Para el desarrollo de este apartado se van a detallar las nuevas medidas de transición energética que aporta en materia de autoconsumo el Real Decreto-Ley 15/2018 de 5 de octubre <sup>1</sup>. En el citado RD-Ley, se define nuevamente el autoconsumo como el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.

#### 2.2.6.1 Modalidades Autoconsumo

El Real Decreto **244/2019** por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica establece las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Lo dispuesto en este Real Decreto resulta de aplicación a las instalaciones y sujetos acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Así, las instalaciones de autoconsumo deberán pertenecer a una de las siguientes modalidades:

- **Autoconsumo sin excedentes:** cuando un dispositivo físico impide la inyección de electricidad a la red y existe solo un tipo de sujeto, el consumidor.
- **Autoconsumo con excedentes:** cuando las instalaciones pueden autoconsumir e inyectar el excedente de la energía a la red. Existen dos sujetos: el consumidor y el productor. Este además se divide en dos sub-categorías:
  - **Modalidad con excedentes acogida a compensación:** Cuando se tenga derecho a un mecanismo de compensación por los excedentes.
  - **Modalidad con excedentes no acogida a compensación:** Cuando no se tenga derecho a un mecanismo de compensación por los excedentes, o voluntariamente se opte por no acogerse a la compensación.

Tendrán derecho a acogerse a la compensación de los excedentes, todas las instalaciones de autoconsumo fotovoltaica de potencia menor a 100kW.

Adicionalmente el autoconsumo se clasificará en:

- **Autoconsumo individual:** un único usuario asociado a la instalación de generación fotovoltaica.
- **Autoconsumo colectivo:** cuando haya varios usuarios asociados a una instalación de generación.

#### 2.2.6.2 Balance Neto

La energía excedentaria inyectada a la red se compensará según el valor del precio horario medio de la energía en ese momento. La compensación nunca podrá ser mayor al coste total de la energía y se hará mensualmente coincidiendo con los periodos de facturación. Esto quiere decir que se puede ahorrar totalmente el término de la energía consumida de una factura, pero no ganar dinero con el excedente.

Algunas anotaciones importantes fruto de la aplicación del balance neto son las siguientes:

---

Página 27

Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

- El ahorro extra del balance neto hace que las instalaciones se amorticen en términos generales en 3 o 4 años.
- El balance neto no es recibir lo mismo que has entregado en términos de energía (por ejemplo, podría ser que para compensar económicamente 18kWh de consumo de la red, fueran necesarios 42kWh de excedente).
- El balance neto va a ser un compañero excelente del almacenamiento, pero no lo va a sustituir pues va a ser muy difícil llegar al ahorro del 100% de la energía sin las baterías.

#### 2.2.6.3 Autoconsumo Compartido

Se permite y regula el denominado Autoconsumo Colectivo. En esta modalidad una única instalación fotovoltaica puede dar servicio a varios consumidores, en las siguientes condiciones:

- Instalaciones próximas de red interior. Cuando los consumidores y la instalación fotovoltaica estén directamente conectadas a la misma red interior, *véase una comunidad de vecinos*.
- Instalaciones próximas a través de la red. Que serían las que cumplen alguno de los siguientes requisitos:
  - ✓ Derivan del mismo centro de transformación.
  - ✓ Distan entre ellas una distancia menor a 500m.
  - ✓ Sus referencias catastrales coinciden en los primeros 14 dígitos.

Para el reparto de la energía será necesario instalar un contador de generación en la instalación o instalaciones fotovoltaicas a compartir. El reparto de la energía será según acuerden libremente los diferentes consumidores que se hayan adscrito al autoconsumo colectivo.

#### 2.2.6.4 Aspectos administrativos relevantes

Se simplifican los trámites administrativos, existe la obligatoriedad de solicitar el punto de conexión a la empresa distribuidora eléctrica previo a la realización de la instalación. Sin embargo, estarán exentos de pedir permiso previo a la distribuidora eléctrica las instalaciones de menos de 15kW en todos los casos y las de menos de 100kW que se acojan a la modalidad de autoconsumo sin excedentes.

Existe también la obligatoriedad de firmar el contrato con la empresa distribuidora eléctrica una vez realizada la instalación. Sin embargo, para instalaciones de menos de 100kW este trámite lo hará de oficio Industria una vez que la instalación haya quedado legalizada.

Es importante destacar el artículo 9.1 del Real Decreto-Ley 15/2018 que dice literalmente *"En ningún caso, las empresas comercializadoras de referencia podrán rechazar las modificaciones de contrato de aquellos consumidores con derecho a precios voluntarios para el pequeño consumidor que realicen autoconsumo"*. Igualmente se menciona expresamente que el Bono Social es compatible con tener una instalación de autoconsumo fotovoltaico.

Finalmente, la disposición derogatoria única anula varios artículos de la regulación de autoconsumo y de otros asuntos. En relación concretamente al autoconsumo:

- Deroga los artículos 7.1 y 7.2 – no es necesario la solicitud de acceso y conexión para las modalidades de autoconsumo sin excedentes;
- Derogada la potencia de aplicación de cargos;

- Deroga el límite de potencia para autoconsumo tanto instalada como contratada, el titular del punto de suministro será el mismo en todos los equipos de consumo e instalaciones;
- La suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción no tiene que ser igual o inferior a la potencia contratada;
- En el caso de que existan varias instalaciones de producción, el titular de todas y cada una de ellas no deberá ser la misma persona física o jurídica;
- El consumidor no deberá suscribir un contrato de acceso con la empresa distribuidora directamente o a través de la empresa comercializadora para autoconsumo sin excedentes;
- No será necesario el contador de generación para las instalaciones de autoconsumo;
- Se elimina el antiguo régimen económico, el régimen sancionador y el antiguo registro.

Cabe una mención especial al artículo 19 del nuevo RDL. En dicho artículo, se modifican varios artículos de la Ley del Sector Eléctrico 24/2013, siendo uno de ellos:

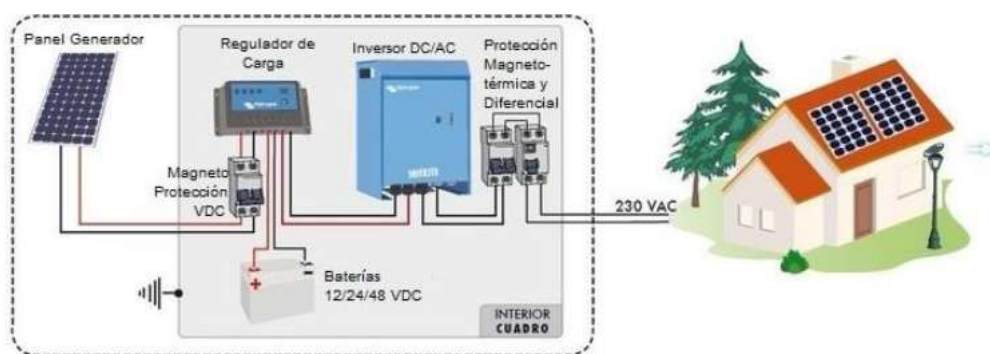
**Uno.** Se modifica el artículo 44.1, por el que se regula el derecho de los consumidores a elegir su suministrador. En el nuevo RDL, se especifica que los consumidores

- pueden contratar el suministro a través de una comercializadora
- pueden ser consumidores directos en mercado, por lo cual estos contratarían la energía directamente a través del mercado de producción
- bien podrán adquirir la energía a través de un contrato bilateral con un productor. La incorporación del último punto introduce la contemplación de los contratos bilaterales de compra-venta de energía o PPAs<sup>2</sup>.

## 2.2.7 Configuraciones posibles de instalaciones de autoconsumo

Se distinguen varios tipos de instalaciones de autoconsumo:

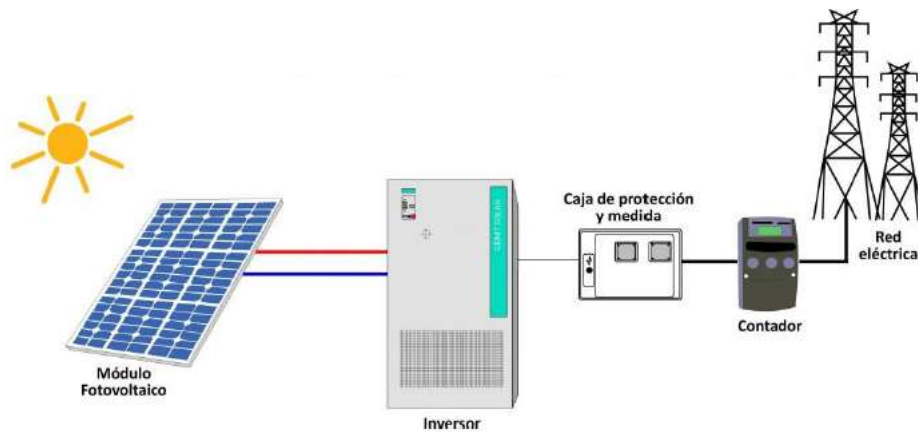
Instalación Aislada:



**Figura 2.9:** Esquema de componentes y conexiones de una instalación fotovoltaica aislada de la red (Fuente: <http://ingemecanica.com/>).

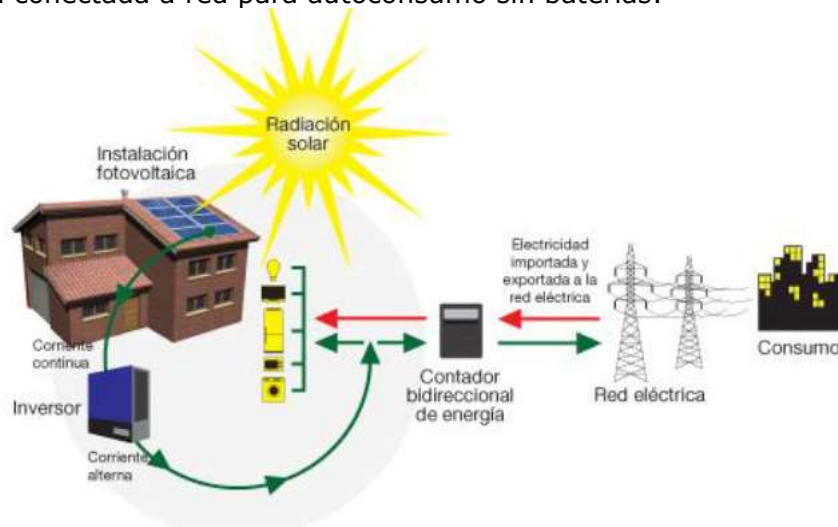
<sup>2</sup> Los acuerdos bilaterales de compraventa de energía a largo plazo, conocidos como PPA (por sus siglas Power Purchase Agreements), se han convertido en una herramienta clave para el desarrollo de proyectos renovables, ya que evitan el riesgo de la volatilidad del pool y permiten a los propietarios la predictibilidad necesaria para sus proyectos. La principal ventaja del contrato PPA para cualquier empresa u organización que quiera invertir en renovables o que desee llevar a cabo una estrategia para incrementar su consumo de renovables es que no tiene por qué invertir directamente en un proyecto de generación con los riesgos y gastos que ello conlleva. Con un contrato PPA, el comprador no es el responsable de la financiación, instalación, operación o mantenimiento de un proyecto renovable y, además, no tiene que tener el capital inicial para un proyecto de tal envergadura.

Instalación conectada a red para venta de energía:



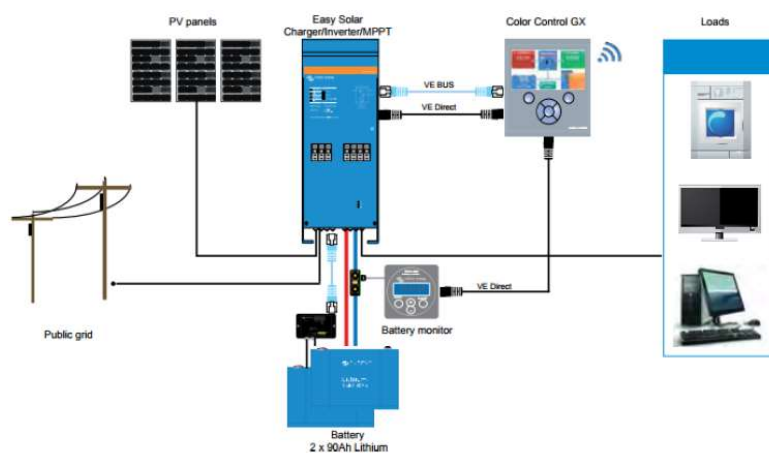
**Figura 2.10:** Esquema de componentes de una instalación fotovoltaica de venta de energía a red (Fuente: [http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica\\_red\\_esquema.php](http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica_red_esquema.php)).

Instalación conectada a red para autoconsumo sin baterías:



**Figura 2.11:** Esquema de componentes de instalación fotovoltaica de autoconsumo sin almacenamiento (Fuente: <https://www.ecotelia.es>).

Instalación conectada a red para autoconsumo con baterías:



**Figura 2.12:** Esquema de componentes de instalación fotovoltaica de autoconsumo con almacenamiento (Fuente: [bureaubaterias.com](http://bureaubaterias.com)).

### 2.2.8 Aportaciones en materia de generación distribuida

Si se hace una revisión de los trabajos ya publicados en materia de generación distribuida para analizar cuáles son los retos que quedan por acometer en esta área, estos son los siguientes planteamientos y escenarios encontrados:

En (Bindeshwar Singh, 2017), se presenta una revisión sobre la planificación de la generación distribuida en las redes del sistema de distribución, tales como la minimización de la pérdida de energía real y reactiva del sistema, mejora de la capacidad de carga, mejora de la estabilidad, mejora de la confiabilidad o mejora de la seguridad del sistema de energía entre otros. Se concluye en este artículo que, para una planificación óptima de la generación distribuida en redes de sistemas de distribución de energía, las técnicas computacionales de inteligencia artificial (incluidas las híbridas) son más adecuadas que las técnicas convencionales de optimización.

Para la aplicación de la metodología presentada, en base al análisis anterior, se ha seleccionado un programa de optimización de la generación distribuida basado en técnicas computacionales de inteligencia artificial (programa HOMER), pues se entiende que este tipo de programas son los que mejor optimizan la solución a acometer. NREL (2010) desarrolló el programa HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable), que optimiza sistemas híbridos, en donde el usuario debe introducir los parámetros para la optimización de la solución dejando que el programa encuentre la combinación de componentes de menor costo que satisfacen las cargas eléctricas y térmicas. Homer simula miles de configuraciones de sistemas, optimiza los costos de ciclos de vida y genera resultados de análisis sensible para la mayoría de los datos de entrada. El programa simula la operación de un sistema por medio de cálculos de balances de energía para cada una de las 8.760 horas de un año. De esta manera, para cada hora, Homer compara la carga eléctrica y térmica con la energía que el sistema puede entregar en una hora.

También en el trabajo de (Abdmouleh, 2017), se concluye que con la generación distribuida se pueden obtener beneficios potenciales para la calidad y confiabilidad de la potencia entregada. Para aprovechar al máximo estos beneficios, es esencial colocar unidades de generación distribuida de tamaño óptimo en los lugares apropiados. De lo contrario, su instalación podría provocar efectos negativos en la calidad de la energía y en el funcionamiento del sistema. A lo largo de los años se han desarrollado varias herramientas de optimización para la integración óptima de la generación distribuida, sin embargo, las técnicas de optimización están en continua evolución y siguen en la actualidad siendo el foco de muchos nuevos estudios. En este documento se revisan y clasifican los métodos de optimización recientes aplicados a la resolución del problema de la ubicación y del tamaño de las unidades de generación distribuida a partir de fuentes de energía renovable.

Finalmente, se concluye en este estudio que, a pesar de la eficiencia de los métodos exactos para resolver este problema, las capacidades limitadas de hardware, especialmente con problemas de gran tamaño, hacen que los métodos deterministas exactos no sean una opción viable. Los métodos heurísticos ofrecen más flexibilidad para resolver el problema, especialmente con la optimización de objetivos múltiples. Sin embargo, la mayoría de los métodos heurísticos, a pesar de ser en general sencillos de implementar, presentan algunas desventajas comunes, como estar atrapados en un mínimo local. Dado que la mayoría de los documentos revisados que abordan la ubicación y el tamaño óptimos de las generaciones distribuidas han utilizado una red de distribución estática existente, se necesitan modelos dinámicos para abordar la planificación futura de las generaciones distribuidas. Además, dicha planificación futura a partir de energías renovables, mostrará la presencia de

incertidumbres en varios parámetros, como la generación de energía eólica y solar, los precios fluctuantes del petróleo o el pronóstico de carga.

Precisamente el objetivo principal de la metodología es dotar al consumidor capaz de generar su propia energía, de una herramienta o combinación de herramientas que le permita optimizar su consumo y le ayude a diseñar su sistema energético fuera de la red o interconectado a ella. El programa utilizado deberá resolver preguntas como qué tecnología resulta más rentable para el modelo de generación distribuida que se va a instalar, de qué tamaño debería de ser la instalación para maximizar el beneficio o que ratios económicos aportará el proyecto si cambiasen los costes del sistema o las cargas. La metodología que se ha desarrollado se apoya por un lado en el programa HOMER para la optimización futura de la generación distribuida a partir de fuentes renovables en el caso la fotovoltaica y por otro lado en la herramienta DRIP como maximizador del beneficio fruto de los programas de respuesta a la demanda y flexibilización de las cargas. Ambos programas son complementarios y su uso maximiza la solución buscada.

Finalmente, en (Mahmoud Pesaran H.Aa, 2017), se presenta a la generación distribuida como un futuro prometedor gracias a su capacidad para utilizar energía renovable. La mejora de la eficiencia energética, la calidad de la energía, la confiabilidad o la seguridad energética forman parte de la contribución de la generación distribuida en los sistemas de energía. Sin embargo, estos beneficios solo se pueden lograr con una asignación óptima de los recursos distribuidos que tenga en cuenta la función objetivo, las restricciones y emplee el algoritmo de optimización adecuado. En este documento, se destaca cómo los métodos y algoritmos para la generación distribuida óptima juegan un papel importante en la mejora de la precisión y la eficiencia de los resultados. Finalmente se concluye que los estudios sobre DGA (Distributed Generation Allocation) pueden clasificarse con respecto a sus algoritmos de optimización empleados. Para formar una función objetivo de valor único, los factores de peso son la técnica más adecuada. Sin embargo, los métodos analíticos combinados con una búsqueda simple o exhaustiva siempre pueden dar como resultado una solución precisa, pero no son aplicables para redes grandes. Debido a las desventajas explicadas de los algoritmos de optimización inspirados en la naturaleza, un algoritmo de optimización híbrido parece ser una vez más lo más adecuado para DGA, especialmente cuando también se incluyen recursos renovables, como es el caso de aplicación de la metodología donde se implementará la modalidad de autoconsumo fotovoltaico.

## 2.3 Gestión de la demanda

### 2.3.1 Definición

La Gestión de la Demanda, es la capacidad de modificar o adaptar el perfil de consumo con el objetivo de aumentar la eficiencia de generación. Engloba la planificación e implementación de medidas e incentivos destinados a influir en el modo de consumir energía con el fin de modificar el perfil de consumo y contribuir a una gestión más eficiente y sostenible del sistema eléctrico. Estas medidas se pueden clasificar en:

- ✓ Reducción del consumo mediante la mejora de la eficiencia de los equipos y la concienciación social sobre el ahorro energético.
- ✓ Desplazamiento de los consumos de las horas punta a las horas valle. Esto se puede conseguir mediante la implementación de la discriminación horaria o la adaptación de los consumos a la evolución de los precios del mercado mayorista.
- ✓ Llenado de valles. Se pueden aprovechar los valles de la curva de consumo para que las centrales de bombeo aumenten sus reservas de potencial, para



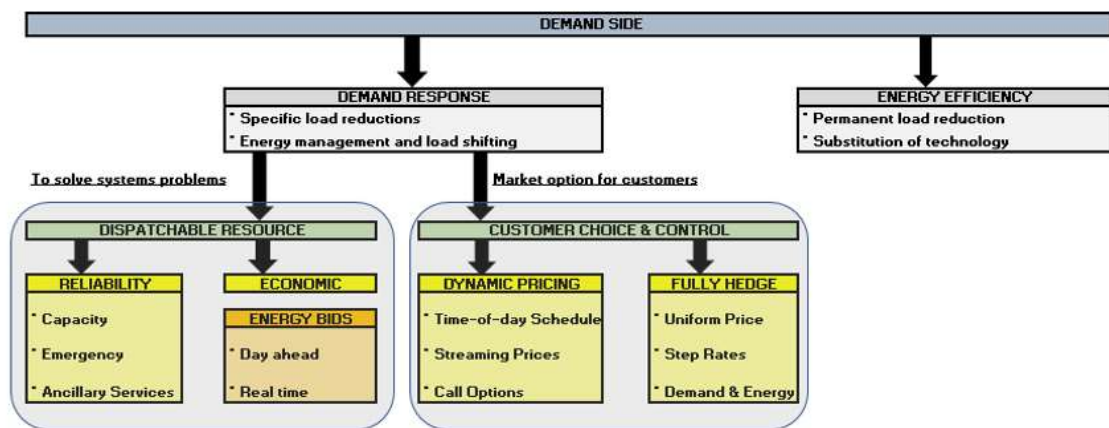
la recarga de vehículos eléctricos o la recarga de sistemas de almacenamiento.

- ✓ Reducción de consumo en las horas punta, mediante el servicio de interrumpibilidad y la gestión automática de cargas.

El aumento de la flexibilidad de la demanda, mediante cambios en los hábitos de consumo, disminuye las necesidades de flexibilidad en la generación, y respalda la integración en el sistema de unidades de generación inflexibles, como es el caso de la energía eólica y la solar.

Los programas de respuesta a la demanda son muy importantes pues existe un incremento gradual del consumo de recursos naturales para la generación de energía, además de un incremento masivo de generación de energía eléctrica renovable que pese a sus innumerables ventajas tiene el inconveniente de no poder almacenarse o suponer un coste excesivo su almacenamiento, ser impredecible por sus condiciones climatológicas y por lo tanto ser difícil su gestión. El consumidor con su gestión eficiente de la demanda puede paliar estos efectos dejando de consumir paquetes de energía que podrían poner en peligro la seguridad del suministro o encarecer el precio eléctrico por encima de cotas razonables para los consumidores.

La respuesta a la demanda ayuda de esta manera a que los mercados eléctricos sean mucho más eficientes. Los mecanismos de respuesta de la demanda pueden suponer un importante beneficio tanto para el sistema eléctrico como para los consumidores que se verán recompensados económicamente por sus servicios de operación prestados. Como ya se ha visto, existen dos formas en las que el lado de la demanda puede participar. Por un lado, la implantación de medidas encaminadas a consumir más eficientemente la energía (medidas de eficiencia energética, no objeto de esta tesis), y por otro lado los mecanismos de respuesta a la demanda, mecanismos que serán ampliamente detallados en el capítulo 4 de Metodología.



**Figura 2.13:** Esquema respuesta a la demanda (Fuente: departamento de energía eléctrica de la UPV).

En Europa no existe un único mercado eléctrico, por lo que los programas de respuesta a la demanda no han podido diseñarse para una Europa en su conjunto. Por ese motivo los diferentes programas que se han ido implantando dentro de los estados miembros de Europa dependen en gran medida de las iniciativas de cada país y de la regulación de los mismos. La Comisión Europea sigue insistiendo en el establecimiento de varios proyectos cuyos objetivos sean enardecer la respuesta a la demanda en los Mercados Energéticos Europeos. Inglaterra es hasta la fecha el país de Europa más activo en programas de respuesta a la demanda.

### 2.3.2 Aplicaciones

Como puede verse a continuación, son numerosas las aplicaciones de la gestión de la demanda, y las acciones a emprender para su optimización y puesta en marcha en el sector empresarial. Por ejemplo, en el ámbito de la **vivienda**, la flexibilidad de la demanda se puede mejorar mediante la instalación de sistemas automatizados que permitan programar los consumos habituales (como la climatización, los electrodomésticos, el termo eléctrico o el robot de limpieza entre otros) de forma que estos se produzcan en las horas de menor demanda, es decir, por la mañana cuando no hay gente en casa o a media noche. Así, se reducirán igualmente los consumos en las horas de mayor demanda. Con la reciente instalación de contadores inteligentes en las viviendas, se puede disponer de información horaria del consumo del usuario, pudiendo identificar sus hábitos. Si el propio consumidor dispone de esta información y, además, contrata una tarifa de discriminación horaria, éste adaptará en la medida de lo posible su consumo para conseguir una reducción en su factura eléctrica.

Algunos de los consumos más gestionables son los térmicos: si mediante un control automático se pudiera programar que tu vivienda, al llegar a casa, se encuentre a una determinada temperatura, el controlador podría seleccionar las horas de menor coste de generación para calentar o enfriar la vivienda y una vez conseguido mantener la temperatura hasta la hora indicada de llegada a la vivienda. En el caso del termo eléctrico de agua caliente sanitaria, sería similar, indicando la hora a la que es necesario ducharse, el controlador inteligente podría elegir el mejor momento para calentar el agua y el resto del tiempo sólo mantener la temperatura. También podría entrar en este grupo los sistemas de riego, de forma que funcionaran en periodos de valle (como de madrugada, que además no hay sol y no es necesaria tanta agua), los lavavajillas o los robots de limpieza. Incluso podrían sumarse a este grupo la lavadora y la secadora, aunque en estos casos la adaptación es más complicada porque la ropa ya lavada o secada no puede quedarse durante mucho tiempo dentro de la máquina. Todas estas medidas, a escala individual tienen un impacto muy pequeño en la curva de demanda, pero si se implantaran en un alto porcentaje de viviendas, pueden tener efectos muy significativos, reduciéndose las emisiones de efecto invernadero y los precios de generación de la electricidad.

También es necesario conseguir la implicación de las **industrias** en la flexibilidad del sistema. Los costes de energía de una gran cantidad de industrias representan un porcentaje bajo de sus costes totales de producción, por lo que reducciones o modificaciones de su consumo no implican una reducción significativa de sus gastos. Esto hace que su interés por involucrarse en mejorar la flexibilidad del sistema sea bajo. Sería interesante que este tipo de empresas también adaptaran sus consumos a horarios de mayor producción renovable (mediante, por ejemplo, incentivos gubernamentales), de forma que pudieran contribuir a un doble objetivo, aumentar por un lado la flexibilidad de la demanda y por lo tanto a la reducción de emisiones y por otro lado a reducir su coste energético. Actualmente son un grupo muy reducido de empresas las que ponen en práctica este tipo de programas de respuesta a la demanda. Esta falta de respuesta activa se debe en su mayor parte al desconocimiento, a la falta de regulación en la materia o a la falta de herramientas puestas a disposición de la empresa para su correcta aplicación.

Otra opción distinta es el servicio de interrumpibilidad, formado por **grandes industrias** que, en el caso de que el operador del sistema lo solicite, pueden reducir drásticamente su consumo para equilibrar demanda con generación (y se les paga por ello), mejorando la flexibilidad de operación del sistema eléctrico. Por otro lado, la flexibilidad de consumo, al reducir los picos de demanda, reduce la necesidad de aumentar la capacidad de generación del sistema, así como la capacidad de transporte y distribución, disminuyendo las inversiones a realizar en nuevas

infraestructuras. A su vez, reduce la necesidad de sistemas complementarios de ajuste y de respaldo de la red. Este servicio si se encuentra ya regulado en España.

### 2.3.3 Clasificación de la carga

La posibilidad que tiene una carga eléctrica de participar en una oferta de reducción de energía dependerá en gran medida de la capacidad que tenga el usuario para apagar o reducir parcialmente la carga en cuestión, al mismo tiempo que mantiene en cierto nivel de confort los usos principales de dicha carga. Existen ciertos factores relevantes para clasificar los tipos de carga que pueden participar en estos mercados de demanda:

- Clasificación por el tipo de servicio que suministra la carga eléctrica (Térmico, Mecánico, Electrónico, etc..).
- Clasificación por su capacidad de almacenamiento.
- Clasificación por su comportamiento.
- Clasificación por su facilidad de despacho.

La primera clasificación tiene que ver con la **capacidad de conversión** de la energía, por ejemplo, un aire acondicionado está proveyendo aire frío a través de la conversión de energía eléctrica en energía mecánica mediante un motor que acciona un compresor. La electricidad es más válida que otras fuentes de energía debido a su flexibilidad de conversión, pero en algunos casos, otras formas de energía primarias pueden ser más competitivas debido a su alta eficiencia. Además, los aparatos de calefacción o refrigeración entre otros, son candidatos a funcionar con electricidad y gas y por lo tanto deben de tenerse en cuenta para realizar las ofertas.

La segunda clasificación, **el almacenamiento**, está relacionada con la capacidad que tiene el proceso completo en almacenar algún tipo de energía (eléctrica, termal, hidrógeno) o en otros productos semielaborados que pudieran ser utilizados en cualquier otro momento. La capacidad de almacenamiento debería permitir que el proceso de consumo eléctrico fuera planificado en un espacio de tiempo distinto. Dicha capacidad de almacenamiento de energía puede ser interna a la carga, es decir la carga pudiera tener un sistema que almacena el exceso de electricidad con baterías, o la energía convertida en forma de hielo para su almacenamiento en frío, entre otros.

La tercera clasificación está relacionada con el **comportamiento** de la carga. El patrón de carga de consumo de acuerdo con la propia naturaleza de los equipos eléctricos puede ser continuo o discreto. Así, una demanda continua para cumplir con el servicio objeto de la carga tiene como resultado un consumo continuo de electricidad (siendo el caso de las cargas de iluminación o de los ordenadores), o un consumo discontinuo (refrigerador o muchos de los equipos de aires acondicionados donde el estado operativo es controlado por un termostato). En ambos casos, la naturaleza de la carga demanda es dirigida por la naturaleza aleatoria de la carga usada, lo que necesariamente introduce un cierto tipo de incertidumbre adicional al comportamiento eléctrico de la carga.

Finalmente, la capacidad de **despacho** de la carga se refiere a la disponibilidad de conmutación y de control, es decir de si esa carga se va a poder gestionar localmente o de manera remota, y con un tiempo de respuesta adecuado que permita un control efectivo a un coste económicamente abordable. El control ejercido sobre la carga puede ser local, afectando solo al elemento de la carga (por ejemplo, un termostato local) o remoto a través de cualquier otro sistema de control. El control a su vez puede ser total, apagando la carga con pérdida total del servicio provisto por la misma una vez interrumpida, o parcial, cuando el suministro de la carga eléctrica es limitado

por políticas de modulación de voltaje, resultando en una pérdida parcial del servicio de la carga.

Para determinar la idoneidad de las cargas eléctricas de cara a su participación en programas de reducción de la demanda, debe evaluarse y modularse el efecto de las posibles acciones de control en el suministro.

#### 2.3.4 Aportaciones

Se ha buscado de entre las publicaciones existentes en materia de gestión de la demanda aquellas que mayor afinidad y sinergia presentan con la metodología implantada.

Por ejemplo, en (Varun Mehra\*, 2018) se analiza como la gestión de la demanda tiene el potencial de reducir el costo de las micro redes de la comunidad basadas en la energía solar. Este documento presenta una metodología para reducir al mínimo el costo de generación de activos al tiempo que cumple con las restricciones de confiabilidad explícitas en microrredes que son capaces de gestionar la demanda de forma activa. La implementación de dicha metodología, requerirá una comprensión más matizada de las preferencias y prioridades de carga de los hogares, junto con las implicaciones que tiene la reducción de cargas específicas en la percepción de los usuarios de la calidad del servicio y de su disposición a pagar. Así, las microrredes pueden aliviar los altos costos de adquisición de la energía, ya que los individuos pueden ser incentivados para invertir en su propia infraestructura eléctrica mediante la monetización, si la legislación lo permite, de las transacciones entre vecinos, además con el tiempo, dichas microrredes pueden conectarse entre sí para utilizar efectivamente la generación solar en exceso y gestionar la demanda. En conclusión, la metodología presentada considera el diseño técnico, la operación, el valor económico y la competitividad de costos de las micro redes solares de bajo coste con gestión del lado de la demanda.

El estudio anterior combina el uso de micro redes solares con gestión del lado de la demanda. Se analiza como el uso de la gestión de la demanda y consecuente priorización de cargas en los hogares contribuye a la optimización de los costes de la energía. La metodología desarrollada en este trabajo, se sirve también de la sinergia entre los programas de generación distribuida y los programas de gestión de la demanda. Sin embargo, el perfil de consumo que se emplea en la metodología será de tipo industrial (20 GW) en lugar del pequeño perfil de consumo empleado en este estudio. Por ese motivo los tipos de instalaciones que se proponen en la metodología serán grandes instalaciones de autoconsumo fotovoltaico con opciones de venta de excedentes a la subasta eléctrica en lugar de las micro redes solares de bajo coste en hogares que se han planteado en Varun Mehra.

También se recoge en la metodología el trabajo conseguido en (Carlos Álvarez-Bel & Guillermo Escrivá-Escrivá, 2013), en donde se desarrolla un sistema de control y gestión de energía para controlar una micro-red con elementos de respuesta a la demanda. En consecuencia, el sistema de control debe incluir el diseño y la implementación de un conjunto de herramientas que permita a los clientes participar como proveedores de servicios de demanda para el sistema.

La evaluación del impacto en el cliente utilizando recursos de DR está directamente relacionada con la "parte" del uso de energía que se modificará en la operación propuesta (generalmente parcial o totalmente interrumpida). La cantidad de demanda requerida por los consumidores depende, como ya se ha visto, del precio de la electricidad, de modo que solo comprarán una "pieza" de energía cuando el beneficio obtenido al usar dicha energía sea mayor que el precio que están dispuestos a pagar.

Hasta la fecha, los sistemas de control existentes presentaban varias restricciones como software específico no adaptable o precio elevado, sin embargo, el nuevo EMCS (Energy Management and Control System) incorpora funciones como la interacción del usuario con el sistema a través de una plataforma web, el protocolo TCP-IP que evita el cableado específico para implementar el sistema además de una aplicación específica para la adquisición de datos, generando una base de datos fácil de usar y extendida.

En el trabajo desarrollado por (Carlos Roldan-Blay, 2017) se propone un algoritmo que denominan DEROP para lograr la administración óptima de los recursos disponibles, es decir un algoritmo que consiga controlar todos los flujos de energía existentes entre la red, los recursos de generación distribuida y las cargas. Para ello se requiere un sistema de administración de energía (EMS) confiable con procesamiento de datos en tiempo real. El objetivo de DEROP es en definitiva minimizar el costo de suministro de energía en los centros energéticos. Para tal fin, DEROP utiliza precios, eficiencias, pronósticos de generación de cada fuente y la demanda esperada como insumos. Mediante un procedimiento iterativo, DEROP calcula los flujos de energía óptimos para obtener el costo mínimo. El algoritmo es rápido, flexible, fácil de implementar y sirve también para minimizar emisiones de CO<sub>2</sub>.

Nuevamente en (Javier Rodríguez-García, 2016) se presenta una herramienta novedosa para que los clientes industriales realicen un análisis costo-beneficio relacionado con la implementación de las estrategias de respuesta a la demanda en sus instalaciones. La herramienta de simulación dinámica se centra en evaluar la participación de las industrias en los mercados de energía de reserva en las mismas condiciones que los generadores que ofrecen reserva de capacidad, reserva de energía o ambos y teniendo en cuenta todas las restricciones técnicas de los procesos de producción, así como los posibles costos adicionales debidos a la implementación de DR (costo laboral adicional, pérdidas de productividad, etc.). Así, las principales innovaciones de la metodología son la evaluación de DR realizada por procesos y la introducción del "margen de decisión" como estrategia de toma de decisiones para el consumidor de energía. De esta manera, la herramienta proporciona la rentabilidad económica para los clientes industriales que participan en un mercado de operación específico, donde los consumidores pueden proporcionar diferentes servicios de capacidad o de reserva de energía. Además, la herramienta evalúa el impacto potencial en los procesos y el impacto ambiental que las acciones de DR pueden tener en el patrón habitual de consumo de los clientes industriales. Con todo esto, la metodología proporciona un enfoque innovador para la evaluación de la flexibilidad del cliente a través de un análisis detallado del potencial DR de los clientes.

Se ha seleccionado la herramienta creada en este trabajo de investigación para la optimización de la fase de gestión de la demanda. Los motivos que nos han llevado a utilizar esta herramienta han sido los siguientes:

- Actualmente, algunas herramientas para la estimación del potencial DR de clientes en los sectores primario y terciario (sector agrícola y edificios comerciales) aunque disponibles en diferentes fuentes, solo se enfocan a edificios (como la Herramienta eDRQA de evaluación rápida de respuesta de (Berkeley, 24 April 2015)) existiendo una brecha significativa con respecto a las aplicaciones industriales. Sin embargo, la herramienta aquí descrita si está concebida para grandes clientes industriales.
- Se trata de una herramienta de simulación dinámica que permite al usuario el análisis costo-beneficio de la aplicación de DR.
- La herramienta realiza una evaluación de DR por procesos. Los modelos existentes de DR se centraban en procesos muy específicos

como aires acondicionados o iluminación. Esta herramienta es capaz de centrarse en procesos más específicos de los consumidores industriales, procesos directamente relacionados con la calidad del producto final.

- La herramienta tiene en cuenta el impacto ambiental consecuencia de las acciones de DR.
- Hasta ahora las herramientas existentes han creado modelos económicos utilizando esquemas de precios fijos, sin embargo, no se han encontrado estudios de investigación ni herramientas para evaluar el beneficio económico de la participación de clientes industriales en mercados energéticos de reserva. Esta herramienta proporciona una simulación de la participación de los clientes en servicios auxiliares basados en un esquema de precios para diferentes servicios (reservas de capacidad, servicios de equilibrio, interrumpibilidad, etc.) y además es capaz de hacerlo cada 15 min.

En efecto, la metodología está dirigida a grandes clientes que puedan tener un importante perfil de consumo y en esta parte de la metodología se les quiere dotar de una herramienta capaz de decidir como flexibilizar sus cargas para optimizar su consumo energético y por lo tanto su rentabilidad. Se concluye que la herramienta creada en Javier Rodríguez-García, 2016 se adapta perfectamente al objetivo buscado en este trabajo. Como se verá en el próximo capítulo, la herramienta tendrá que trabajar en simbiosis con el programa Homer que será el encargado de optimizar la fase de generación distribuida.

También se ha encontrado en el trabajo desarrollado por el equipo de (Carlos Alvarez, 2004) un punto de encuentro para la metodología, pues se centra en resolver los problemas de la escasa participación de la demanda en los mercados de electricidad: mercados energéticos, mercado de reservas y otros servicios auxiliares. Son problemas que podrían resolverse reemplazando los programas tradicionales de gestión del lado de la demanda por programas voluntarios de participación en la demanda. En este documento se presenta una metodología para la generación de ofertas del lado de la demanda en instalaciones de grandes clientes. La metodología se basa en el conocimiento de los procesos físicos involucrados en el consumo de electricidad y en la flexibilidad del suministro requerido. El resultado de la metodología propuesta es un conjunto de paquetes de demanda que se pueden utilizar para participar en diferentes mercados de electricidad. Esta metodología se basa en el conocimiento detallado de los elementos de carga y de los procesos involucrados en el consumo energético del cliente. La implementación de la misma requiere una previsión precisa de los componentes de la carga a lo largo del tiempo en que se negociarán las ofertas de la demanda. Además, se requiere un análisis detallado de la flexibilidad de los procesos involucrados junto con herramientas avanzadas de simulación para ayudar al consumidor a identificar las ofertas del lado de la demanda que son capaces de generar de una manera realista.

La metodología objeto de esta tesis complementa a la metodología desarrollada en el IUIIE-UPV. En efecto tiene su base en una combinación de estrategias para optimizar por un lado la participación de la demanda y por el otro lado el uso de la generación distribuida. De esta manera la fase de respuesta a la demanda se ha implementado con la metodología desarrollada en el IUIIE-UPV, pues se entiende que el uso de paquetes de demanda previo análisis detallado de la flexibilidad de los procesos involucrados en el consumo energético resulta un sistema efectivo de implementar en las empresas. Compartimos por lo tanto la filosofía de crear programas voluntarios para la participación del lado de la demanda, en este caso dotando al consumidor de las herramientas adecuadas para la correcta identificación de paquetes de demanda y toma de decisiones.

De la misma forma, el trabajo de (Ana García-Garre) no solo busca también una combinación de metodologías para aumentar sus sinergias, sino que se basa en los mecanismos de Respuesta a la Demanda (DR) y Generación Fotovoltaica (PV). En efecto, el documento presenta métodos mejorados para que ambos actores (cliente y agregador) entiendan, evalúen y superen algunas barreras para PV y DR en los mercados, estableciendo interesantes sinergias entre ambos recursos. De la misma autora, (Ana García-Garre A. G., 2018), este segundo trabajo desarrolla un modelo para evaluar la capacidad de la demanda de seguir la autogeneración. Como resultado principal, la integración de modelos (carga / generación), permite a los clientes mejorar los ingresos hasta un 20% y alcanzar un conocimiento básico pero importante sobre cómo pueden modificar la demanda con el desarrollo de nuevas habilidades y, de esta manera, aprender cómo lidiar con las características y limitaciones de la demanda y la generación cuando un cliente se convierte en un prosumidor. Esta misma sinergia entre la demanda y la generación se desarrollará en la metodología para clientes de tipo industrial (o servicios).

Por último, y siguiendo el mismo hilo conductor, el documento de (Lina Montuori, 2014), versa sobre cómo la respuesta a la demanda puede contribuir a una mejor integración de los recursos de energía renovable, como la energía eólica, la solar, la hidroeléctrica pequeña o la biomasa. En particular, se ha realizado una evaluación económica mediante el modelo de optimización Homer Energy, considerando una micro red generada por una planta de gasificación de biomasa, que opera aislada a la red. Se han simulado diferentes escenarios considerando las variaciones en la producción de energía del generador de biomasa gasificada y se analizan diferentes soluciones para garantizar la generación y consumo de equilibrio, demostrando que el uso de recursos de respuesta a la demanda es mucho más rentable que producir esta energía mediante otras tecnologías convencionales como el uso de fósiles. El estudio de Lina Montuori concluye que la participación de los recursos de DR para resolver desequilibrios en una microrred no conectada es económicamente la opción más rentable no solo para los clientes, que reciben un incentivo y pagan menos por la energía que consumen, sino también para la microrred en su conjunto pues se reduce el costo total de operación, la pérdida de energía en la red y la huella de carbono. En microrredes aisladas, el costo de suministrar la variabilidad de los recursos renovables complementados con otros recursos convencionales es más costoso que requerir la participación de los clientes para reducir la carga total en la microrred. Estos aspectos se han demostrado numéricamente mediante simulaciones con Homer Energy, teniendo en cuenta las características de los programas de DR existentes ofrecidos por diferentes compañías eléctricas en todo el mundo.

De nuevo aquí, la metodología también hace una evaluación económica mediante el modelo de optimización Homer Energy, en donde se simulan diferentes escenarios de autoconsumo fotovoltaico hasta dar con el modelo y tamaño de instalación que mejor optimice el gasto energético. En la metodología sin embargo no se busca una comparación en términos de rentabilidad entre los programas de respuesta a la demanda o los programas de producción de energía renovable o convencional, sino una sinergia entre los mismos. La metodología demuestra que utilizando conjuntamente los programas de respuesta a la demanda y de generación distribuida se consigue optimizar el perfil de consumo y por lo tanto se reducen notablemente los costes energéticos y ambientales para el sistema.

## 2.4 Conclusiones

Se ha visto como gestión de la demanda y generación distribuida son ambas formas eficientes de mejorar la seguridad eléctrica a través de un cambio inteligente en el perfil de consumo de la energía. Pero la administración de la cartera de estos recursos no exenta de investigaciones y estudios teóricos adolece en la actualidad de una aplicación metódica, sistemática e integral en el actual tejido empresarial. Son

numerosos los trabajos de investigación que versan sobre gestión de la demanda o sobre las distintas formas de generación distribuida, sin embargo, es escasa la literatura hallada sobre la interrelación entre las mismas.

En (Xia, 2017) por ejemplo, se propone un marco de gestión de la demanda basado en la optimización de recursos. Dicha optimización se modela en términos de eficiencia energética, respuesta a la demanda y generación distribuida. Los resultados reportados muestran que el enfoque de la cartera es esencial para alcanzar el potencial completo de la demanda y para lograr el mejor ahorro de energía y costos. Este artículo por lo tanto si habla de la relación existente entre eficiencia energética, respuesta a la demanda y generación distribuida, elementos esenciales de la metodología que también busca la optimización de dichos recursos. Sin embargo, no se encuentra un uso práctico para el tejido empresarial ni la influencia que sobre estos recursos básicos aquí enunciados puedan tener los precios del mercado eléctrico.

En la metodología desarrollada en el capítulo 4, los precios de la banda de regulación secundaria y terciaria para la optimización de los programas de respuesta a la demanda, así como los precios de la subasta eléctrica para la optimización de la generación distribuida juegan un papel estratégico en la sensibilidad de los resultados.



## CAPÍTULO 3. Estado del Arte Parte 2 (Sistema Eléctrico Español)



**Alessandro Giuseppe Antonio Anastasio Volta** (Italia 1745 – 1827) fue un químico y físico italiano, famoso principalmente por haber desarrollado la pila eléctrica en 1800. Logró por primera vez, producir corriente eléctrica continua a voluntad. La unidad de fuerza electromotriz del Sistema Internacional de Unidades ha llevado el nombre de voltio en su honor desde 1881.

### Resumen Índice Capítulo 3

CAPÍTULO 3. Estado del Arte Parte 2 (Sistema Eléctrico Español) .....	42
3.1 Introducción .....	42
3.2 Gestión Mercado Eléctrico (Operador del Mercado).....	42
3.3 Gestión Sistema Eléctrico (Operador del Sistema).....	48
3.4 Respuesta a la demanda en Europa .....	51
3.6 Legislación, Sistema de Peajes y Factura Eléctrica .....	59
3.7 Conclusiones .....	69

## CAPÍTULO 3. Estado del Arte Parte 2 (Sistema Eléctrico Español)

### 3.1 Introducción

El capítulo 3 tiene como principal objetivo presentar y definir los elementos que componen el Sistema Eléctrico Español, así como su estructura y sus costes.

La primera parte versa sobre los funcionamientos de los Mercados Eléctricos. En esta primera parte se analizan las funciones del Operador de Mercado, donde se distinguen los mercados Organizados (mercado Diario o Spot y mercado Intradía) y los mercados No Organizados o Bilaterales, y las funciones del Operador de Sistemas donde se introducirán los términos de servicios de ajuste, gestión de los desvíos y gestión de la demanda, término que será ampliamente desarrollado a lo largo de esta tesis tanto en el capítulo 3 como en los sucesivos capítulos 4 y 5. Durante esta parte del capítulo, también se estudiarán los Contratos de Operación y las diferentes opciones existentes de compra de energía en España, a través de los contratos SPOT, los Contratos Forward, las Opciones o los Instrumentos derivados.

En la segunda parte de este capítulo, se esclarecen los costes que engloba la factura energética, analizando las variaciones de las tarifas de acceso y el impacto de los cambios legislativos en la evolución de los costes de la electricidad.

Como conclusión se identificarán dentro del Sistema Eléctrico Español los elementos necesarios para dar cabida a la "Generación Distribuida" y a la "Gestión de la Demanda" pues serán los dos ejes principales constitutivos de la metodología objeto de este trabajo de Tesis. Ambos conceptos generación distribuida y gestión de la demanda serán ampliamente desarrollados en el siguiente capítulo.

### 3.2 Gestión Mercado Eléctrico (Operador del Mercado)

El Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) surge en 1998 a partir de la cooperación entre los gobiernos de España y Portugal con el objetivo de integrar los sistemas eléctricos de ambas naciones. El MIBEL está integrado por una serie de mercados organizados en los que se llevan a cabo transacciones y contratos; y se establecen los instrumentos que toma de referencia el mercado energético.

A continuación, se describen los distintos agentes que participan en el MIBEL

- 1) Productores de Energía Eléctrica:** Los productores son los que generan la energía eléctrica, construyen, operan y mantienen las centrales de producción, tanto en régimen ordinario como en régimen especial. Pueden vender su producción en el **mercado organizado** o a través de **contratos bilaterales** con agentes compradores de electricidad.
- 2) Comercializadores:** Los comercializadores son los que adquieren energía eléctrica a través de los productores y otros comercializadores, y la transfieren a través de una venta, a los consumidores y otros comercializadores.
- 3) Consumidores Cualificados:** Actualmente los consumidores pueden adquirir libremente la energía eléctrica, bien directamente en el mercado, comprando a un comercializador o suscribiendo un contrato bilateral con cualquier sujeto del mercado de producción.
- 4) Representantes:** Los representantes pueden actuar en nombre de un sujeto del mercado, (representación directa) o en nombre propio (representación indirecta).

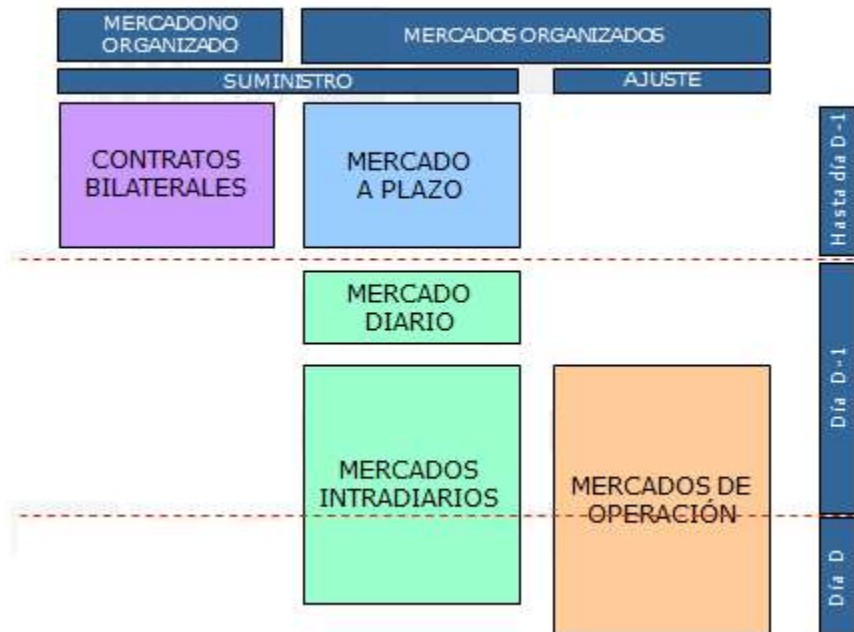
Además de estos, existen otros sujetos que no participan en el MIBEL, como los **transportistas** (cuya función es transportar la energía eléctrica y construir, mantener y operar las instalaciones de transporte), los **distribuidores** (que distribuyen energía eléctrica desde los nudos de transporte hasta los puntos de consumo y construyen, mantienen y operan las instalaciones de distribución) y por último los **consumidores con la tarifa de último recurso** que son consumidores cualificados que no ejercen este derecho y, por lo tanto contratan la electricidad a comercializadores de último recurso, que les proporcionan energía eléctrica a precios regulados fijados por la administración.

Las compañías productoras de energía eléctrica han de realizar diariamente ofertas económicas para vender su electricidad mediante el mercado mayorista, organizado por el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL, OMIE). El operador de la red de transporte, Red Eléctrica de España (REE), garantiza el funcionamiento del sistema y la gestión técnica de la red.

Existen dos formas de comprar electricidad en el MIBEL, la primera es mediante la **Tarifa Regulada** para consumidores con una potencia contratada inferior a 10 kW (TUR), dicha tarifa regulada difiere para España y Portugal. La segunda forma de comprar electricidad es en el **Mercado Liberalizado**, bien a través de mercados organizados o no organizados. Este mercado liberalizado si es común para España y Portugal. Existen dos **Operadores del Mercado**: el Operador del Mercado Ibérico de España (OMIE) y el Operador del Mercado Ibérico de Portugal (OMIP). Se prevé la creación en un futuro de un único Operador del Mercado Ibérico (OMI) fruto de la fusión de ambas compañías.

<b>OMIE</b>	<b>OMIP</b>
<p>El OMI-Polo Español S.A. (<b>OMIE</b>) es una empresa perteneciente al grupo del Operador del Mercado Ibérico que se encarga de establecer el precio de la electricidad mediante la gestión de un mercado al por mayor (al contado o "spot").</p> <p>En este mercado se facilita la compra y venta de energía eléctrica entre diferentes actores (productores, consumidores y comercializadores) al precio resultado de la casación de la curva de oferta y la curva de demanda.</p>	<p>El OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português, S.A), es el encargado de supervisar, gestionar y compensar el <b>mercado a plazo</b> para todo el MIBEL.</p>

El Mercado Eléctrico se clasifica en los Mercados Organizados y No Organizados, tal y como se muestra en la siguiente figura. Ambos Mercados se subdividen a su vez en distintos mercados que se detallan a lo largo de este capítulo.



**Figura 3.1:** Mercados Organizados y No Organizados (Fuente: departamento de ingeniería eléctrica UPV)

### 3.2.1 Mercado Organizado: Mercado Ibérico de la Energía (MIBEL)

El Mercado Organizado se subdivide a su vez en los siguientes mercados:

- Mercado Diario y Mercado Intradiario (OMIE).
- Mercado a Plazo o Mercado de Futuros (OMIP).
- Mercado de Operación (mercado de restricciones técnicas y servicios complementarios, gestión de desvíos, reserva de potencia adicional, etc).

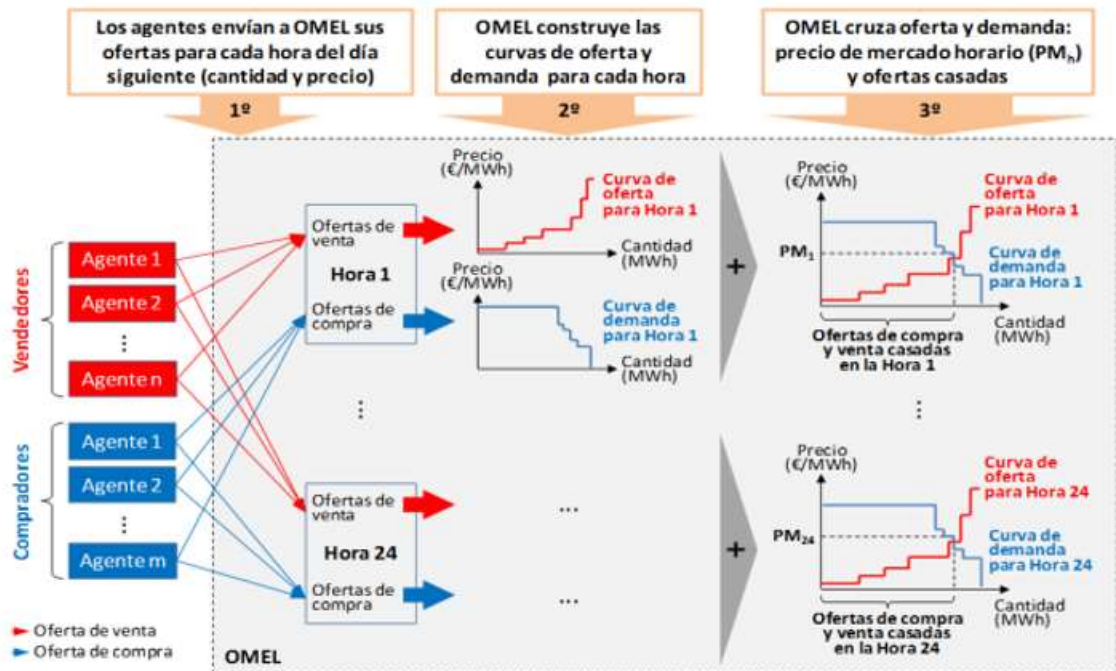
#### 3.2.1.1 Mercado Diario (mercado SPOT)

El objetivo del mercado diario es ejecutar transacciones relacionadas con bloques de energía eléctrica con entrega física para el día siguiente de la contratación. Esto se realiza a través de ofertas de venta y adquisición de energía por parte de los agentes del mercado.

La fijación del precio de la energía se realiza a partir de un modelo marginalista; es decir, un modelo donde el precio de la electricidad se establece en el punto donde las curvas de oferta y demanda se cortan. Una vez obtenido el precio se envía a la Red Eléctrica Española, ente encargado de realizar la validación técnica y, en todo caso, de establecer o reprogramar las unidades de generación asignadas, que pueden llevar a sufrir una variación de entre 4% y 5%. A este proceso se le conoce como "análisis de las restricciones técnicas del sistema".

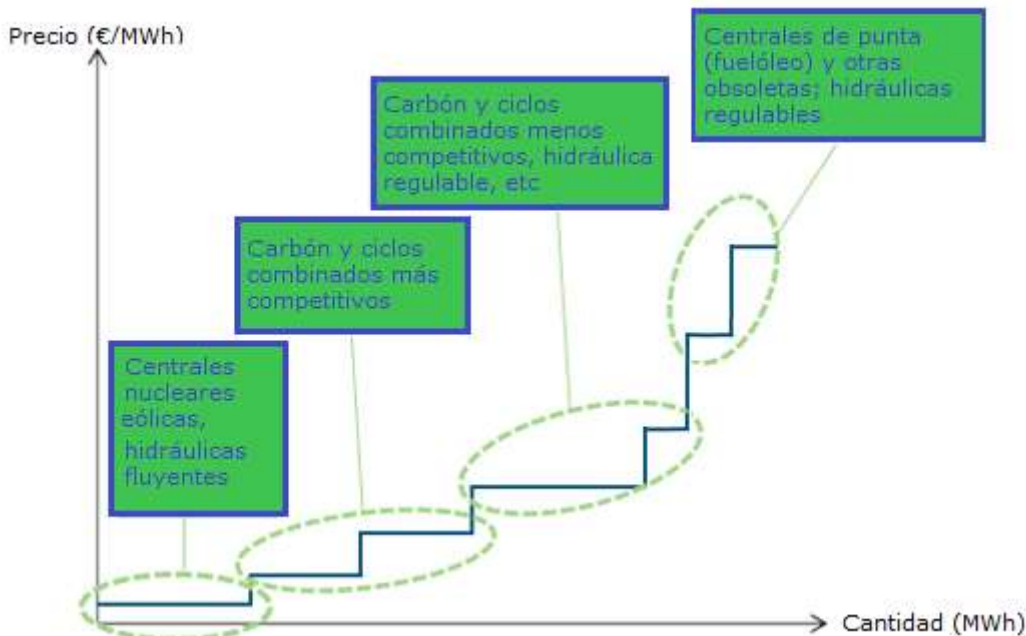
Aquellas unidades cuya producción es de más de 50 MW –y que no estén adscritas a un contrato bilateral- están obligadas a presentar ofertas para el mercado diario. En el caso de aquellos de menos de 50 MW, la participación es opcional.

## Funcionamiento del mercado diario



**Figura 3.2:** Mercado Diario (Fuente: <http://www.energiaysociedad.es>)

En el siguiente gráfico se observa cómo las ofertas presentadas por los agentes vendedores se ordenan de forma ascendente (por precio), lo que permite crear la curva de oferta de mercado para cada hora.

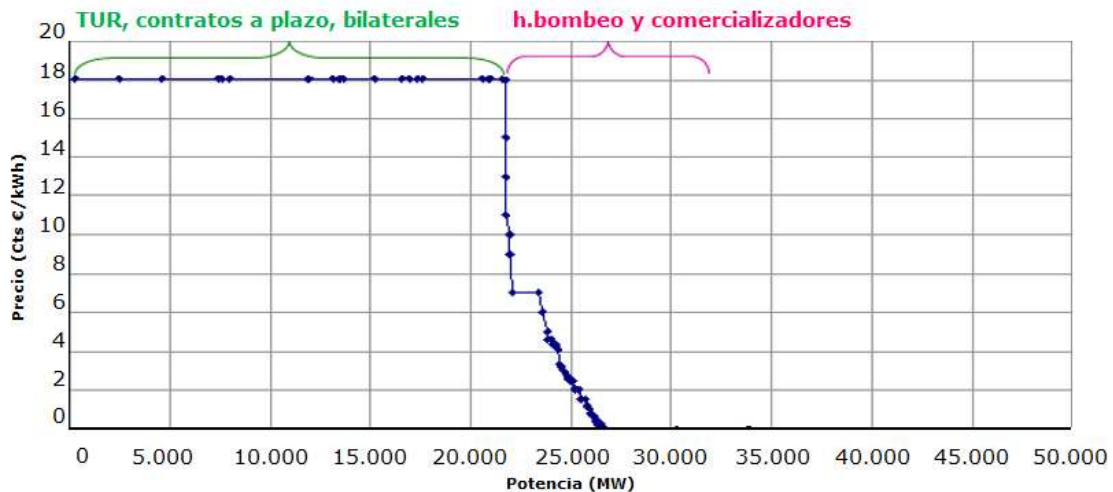


**Figura 3.3:** Curva de Oferta del mercado para cada hora (Fuente: [www.energiaysociedad.es](http://www.energiaysociedad.es))

Un detalle relevante es la posición de las centrales nucleares y de régimen especial, las cuales se ubican en la parte baja debido a su bajo coste de oportunidad. En contraposición, las centrales hidráulicas suelen posicionarse en la parte alta de la curva debido a su alto coste de oportunidad. Por otro lado, en la parte intermedia de la curva se sitúan las centrales de tipo combinado, las cuales dependen de sus

rendimientos y de los contratos de suministro. Finalmente, en el tramo más alto se encuentran las centrales de combustibles de fuel-oil, que en algunos países como Portugal han cubierto la demanda en momentos específicos.

La siguiente gráfica es la curva de la Demanda:



**Figura 3.4:** Curva de la Demanda del mercado para cada hora (Fuente: elaboración propia).

La demanda correspondiente a los **suministros regulados** aparecería en la parte más alta de la curva, utilizando un precio instrumental (180 €/MWh), mientras que en la parte media y baja aparecería el consumo correspondiente a las **centrales de bombeo** y a los **comercializadores** para sus suministros en mercado libre.

### 3.2.1.2 Mercado Intradía

Concluido el mercado diario, y tras su ajuste de restricciones técnicas, el mercado intradía, gestionado por OMIE, establece los ajustes en la compra y venta de energía; permite a los agentes de producción presentar ofertas para comprar y vender energía; y tiene como objetivo solapar la curva de consumo y demanda establecida por la REE. Este mercado es el responsable de articular las predicciones del mercado diario a la demanda, permitiendo que el suministro eléctrico cumpla los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad.

En la actualidad se encuentran disponibles seis sesiones diarias de mercado intradía. En cada una de estas sesiones se lleva a cabo un cruce marginalista de la oferta y la demanda. De acuerdo al Consejo de Reguladores del MIBEL (MIBEL, 2009) la primera sesión cubre 28 horas (las últimas 4 en D1 y las 24 del día D) la sexta las últimas 9 horas del día D. Podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica todos los agentes participantes en el mercado diario y que hubieran ejecutado un contrato bilateral.

#### Día D-1:

- 10:00 -> Fin aceptación de ofertas
- 12:00 -> Se incorporan contratos bilaterales
- 14:00 -> Restricciones técnicas solucionadas
- 16:00 -> Programa definitivo con regulación secundaria

#### Día D:

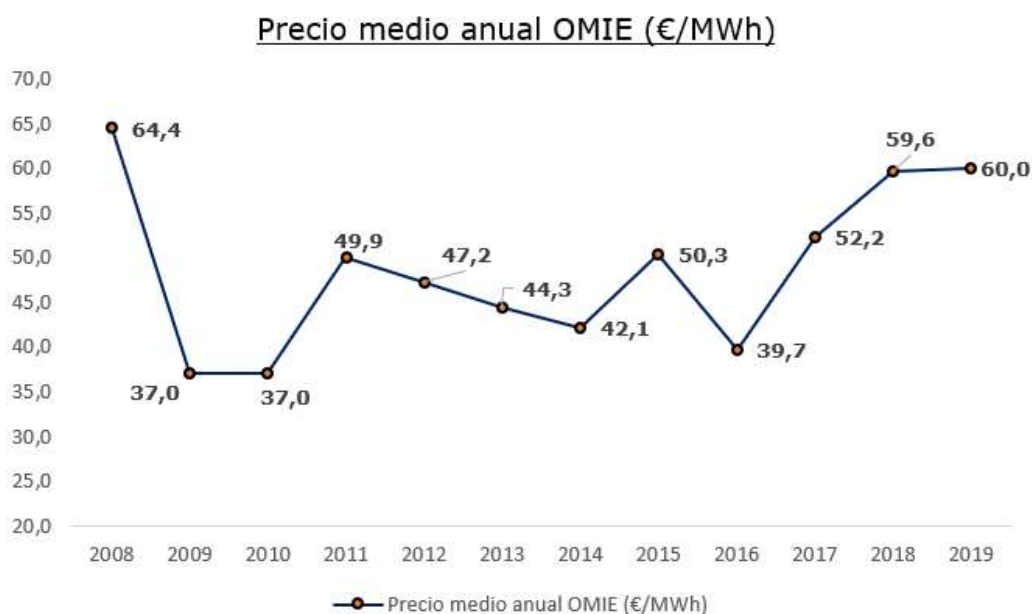
- 24:00 -> Inicio del período de aplicación del mercado

Finalmente, la Comisión Nacional de Energía (CNE) es la encargada de calcular y publicar mensualmente los precios medios finales e índices de precios medios de la energía.

El PFM (precio final mercado) incluye:

- El precio del mercado diario
- El precio medio de los mercados intradiarios
- El precio de los servicios de ajuste del sistema
- El precio de los desvíos
- El precio de las restricciones técnicas
- El precio de la banda secundaria y garantía de potencia

El precio del mercado diario supone casi el 90% del Precio Medio Final.



**Figura 3.5:** Evolución precio medio anual OMIE 2009-2018 (Fuente: Elaboración propia, <http://www.omie.es/inicio>).

### 3.2.2 Mercado No Organizado: Contrato Bilateral

Un contrato bilateral es un acuerdo entre dos partes para intercambiar energía eléctrica bajo unas condiciones especificadas como la cantidad de energía, el tiempo de duración del suministro y el precio constante acordado. En este tipo de contratos los compradores y vendedores suelen negociar de forma directa; aunque en algunas ocasiones se puede recurrir a la figura del "agente de bolsa". En principio el contrato bilateral conlleva numerosas ventajas, pero no está exento de algunos riesgos. Uno de estos riesgos es la pérdida de beneficios para el generador. Esto puede darse en un hipotético caso donde el precio de mercado sea más elevado que el fijado en el contrato. Por otro lado, la carga puede verse afectada si el precio del mercado es menor que el del contrato.

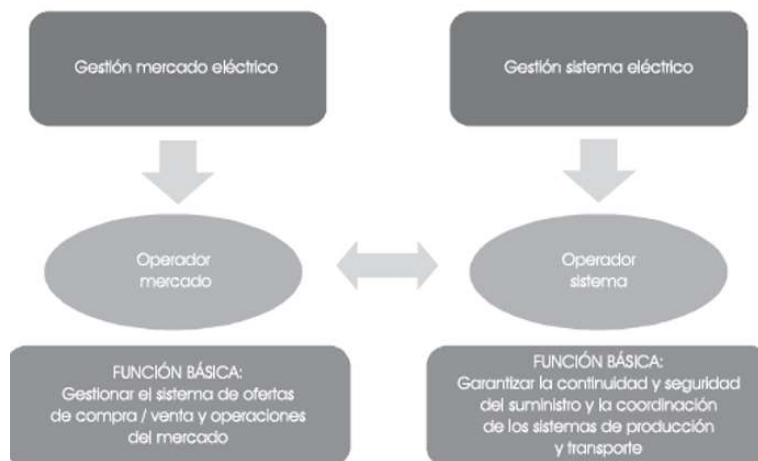
Existen en la actualidad dos tipos de contratos bilaterales:

- a) Contratos Bilaterales físicos, en este tipo de contratos el vendedor adquiere el compromiso de proporcionarle energía al comprador por una cantidad y precio acordados previamente por ambos.
- b) Contratos Bilaterales financieros, es decir productos de un libre intercambio comercial entre suministradores y consumidores, ya sea en forma directa o a través

de un comercializador. Con este instrumento financiero los agentes participantes aseguran un precio de compra/venta para un determinado período (1 día, 1 semana, 1 mes, 1 año, etc.). Es un contrato con un perfil plano (el precio no cambia). A su vencimiento, el contrato se ejecuta mediante la liquidación de la cantidad contratada por la diferencia entre el precio pactado y el precio medio del mercado, durante el periodo de ejercicio.

### 3.3 Gestión Sistema Eléctrico (Operador del Sistema)

Existen dos Operadores del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A (es el Operador del Sistema eléctrico español, tanto en la península como en los sistemas insulares y extrapeninsulares), y la Red Eléctrica Nacional, S.A (es el Operador del Sistema eléctrico portugués).



**Figura 3.6:** Separación de funciones entre el Operador del Mercado y el Operador del Sistema (Fuente: departamento ingeniería eléctrica UPV)

La ley 54/1997 y el RD 2019/1997, que sufrieron modificaciones en el RDL 5/2005 y el RD 1454/2005 respectivamente, establecen la separación, en primer lugar, entre la gestión de los mercados de energía cuya gestión es responsabilidad del Operador del Mercado; y en segundo lugar, entre la gestión del sistema eléctrico –que incluye el manejo de los servicios de ajuste– que es competencia del Operador del Sistema.

La operación del sistema comprende las actividades necesarias para garantizar la seguridad y continuidad, así como la correcta coordinación entre el sistema de producción y la red de transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles. Es decir, debe existir un equilibrio entre generación y demanda en tiempo real para evitar desequilibrios que se traduzcan en desvíos de frecuencia. La función de Red Eléctrica consiste precisamente en garantizar ese equilibrio en el sistema eléctrico español y en el caso de no producirse, envía las órdenes oportunas a las centrales para que ajusten sus producciones subiendo o bajando la generación de energía de manera que se mantengan márgenes de generación para hacer frente a posibles pérdidas sobrevenidas de generación o cambios en el consumo previsto.

Los mercados de operación incluyen:

- a) **Solución de restricciones técnicas:** Su objetivo es solucionar cualquier incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte que pudiera afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro a criterio técnico del OS.



- b) **Asignación de los servicios complementarios:** Servicios necesarios para garantizar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte.
- c) **Gestión de desvíos:** Su función es resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran surgir al finalizar el cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

### 3.3.1 Servicio de Ajuste del Sistema

Desde una perspectiva económica puede afirmarse que el conjunto de mercados de servicios de ajuste del sistema no tiene un impacto significativo en el coste del suministro. No obstante, este conjunto de mercados sí que son determinantes para asegurar la calidad y seguridad del mismo.

Los servicios de ajuste incluyen:

- Las restricciones técnicas
- Los servicios complementarios que a su vez incluyen:
  - La regulación frecuencia-potencia (primaria, secundaria y terciaria)
  - El control de tensión de la red de transporte
  - La reposición del servicio
- La gestión de desvíos generación-consumo

#### 3.3.1.1 Solución de Restricciones Técnicas

Una vez finalizadas las sesiones de los mercados diario e intradiario, el operador del sistema implementa el proceso de solución de restricciones técnicas. Este servicio se realiza analizando los programas de las unidades de producción y los intercambios internacionales previstos, a fin de garantizar que el suministro de energía eléctrica cumpla con los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad. Las centrales de generación deben haber presentado previamente al operador del sistema ofertas específicas de energía a subir y a bajar, para ser utilizadas en el proceso de solución de restricciones técnicas. Este tipo de restricciones se incrementan en los picos de demanda, principalmente en invierno y verano.

#### 3.3.1.2 Servicios Complementarios

Se denomina Servicios Complementarios a aquellos servicios necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen la regulación de frecuencia primaria, secundaria y terciaria.

##### **Regulación primaria**

Su función es corregir de manera automática los desequilibrios instantáneos que se producen entre la generación y el consumo. Su horizonte temporal de actuación alcanza hasta los 30 segundos. Es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido de forma explícita.

##### **Regulación secundaria**

Tiene por objeto mantener el equilibrio entre generación y consumo, corrigiendo los desvíos respecto a los programas de intercambio previstos en la interconexión España y Francia, y las desviaciones de la frecuencia, respecto al valor de consigna establecido. Su horizonte temporal se extiende desde los 30 segundos hasta los 15 minutos. El servicio de regulación secundaria es retribuido por dos conceptos: disponibilidad (banda) y utilización (energía).

### **Regulación terciaria**

Su objetivo es restituir la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. La reserva terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción o de consumo de bombeo en un tiempo no superior a 15 minutos, y que puede ser mantenida durante, al menos, 2 horas. La regulación terciaria es un servicio complementario de oferta obligatoria y retribuido.

Los Servicios Complementarios también se encargan del **Control de Tensión de la red de transporte**, que tiene por objeto garantizar el adecuado control de la tensión en los nudos de la red de transporte y de los **Servicios de Reposición**, cuyo objetivo será restituir el suministro en caso de un fallo o una perturbación de ámbito nacional o regional.

#### 3.3.1.3 Gestión de Desvíos

Este servicio debe resolver los desvíos entre generación y consumo que puedan aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio de la siguiente sesión. La gestión de desvíos cumple una función de unión entre la regulación terciaria, y los mercados intradiarios, proveyendo al operador del sistema de un mecanismo flexible para poder solventar los desequilibrios entre generación y demanda, sin arriesgar la disponibilidad de las reservas de regulación secundaria y terciaria requeridas. Para ello, antes de cada hora se evalúan los desvíos comunicados y/o previstos y, en caso de identificarse desvíos superiores a **300 MWh**, mantenidos varias horas, se convoca el mercado de gestión de desvíos.

Como conclusión, el proceso secuencial completo por el que quedan establecidos los programas finales de generación se describe a continuación.

- El operador del mercado realiza la casación de ofertas del mercado diario y comunica al operador del sistema el denominado Programa Base de Casación (**PBC**).
- A partir del PBC y de los contratos bilaterales físicos, el operador del sistema determina el denominado programa base de funcionamiento (**PBF**).
- Una vez identificadas y solucionadas las restricciones técnicas, el operador del sistema publica el programa viable provisional (**PVP**).
- Finalmente, tienen lugar las diferentes sesiones del mercado intradiario. El programa resultante de cada sesión del mercado intradiario es analizado por el operador del sistema para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad, tras lo cual se publica el programa horario final (**PHF**).

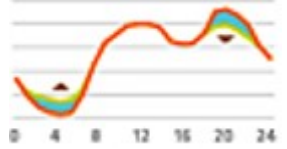
#### 3.3.2 Gestión de la Demanda

La **gestión de la demanda** es la planificación y puesta en marcha de acciones encaminadas a influir en el modo de consumir energía con el fin de modificar el perfil de consumo. Con estas acciones se contribuye a gestionar de forma eficiente y sostenible el sistema eléctrico y se pueden clasificar en cuatro grupos:

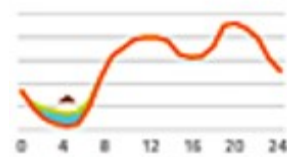
### 1 Reducción del consumo



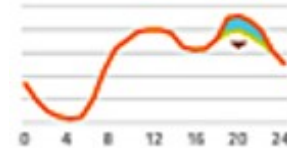
### 2 Desplazamiento del consumo de la hora punta a la valle



### 3 Llenado de valles



### 4 Reducción del consumo en las horas punta del sistema



#### 3.3.3 Servicios de Interrumpibilidad

En algunas ocasiones el sistema eléctrico no es capaz de generar suficiente energía para abastecer la demanda. Esto puede deberse a una punta de consumo extraordinaria o a una pérdida súbita de generación renovable debido por ejemplo a un cambio brusco en las condiciones meteorológicas.

Para hacer frente a este tipo de situaciones, se cuenta con medidas de carácter preventivo como el servicio de interrumpibilidad, una herramienta que ayuda a ajustar la operación del sistema eléctrico desde la demanda. El funcionamiento de la herramienta es el siguiente: la gran industria y otros grandes consumidores reciben la orden de reducir el consumo –a cambio de una retribución económica– para mantener el equilibrio entre generación y demanda, no afectando así al resto de los consumidores con la falta de electricidad.

Con la nueva legislación, la reducción se podrá llevar a cabo en situaciones de emergencia o por motivos económicos. La Orden IET/2013/2013 tiene entre sus competencias regular el mecanismo de asignación del servicio de demanda de interrumpibilidad. Para ello, se ampara en ciertos criterios técnicos basados en la seguridad del sistema y en aspectos económicos centrados en el menor coste para el sistema. Por otra parte, la Orden establece un protocolo de subastas que recae en el Operador del Sistema.

#### 3.4 Respuesta a la demanda en Europa

El mercado eléctrico europeo se puede dividir en ocho mercados regionales, la mayoría de los cuales están físicamente interconectados (1), con diferentes normas y estándares técnicos (2).

- Europa central occidental, incluyendo Alemania, Países Bajos, Francia, Bélgica, Suiza y Austria.

- Europa del Norte, que incluye Suecia, Finlandia, Dinamarca y Noruega.
- Península de los Apeninos (Italia)
- Península Ibérica, incluyendo España y Portugal.
- Europa central y oriental, que comprende Polonia, la República Checa, Hungría y Eslovaquia
- Islas británicas, formadas por el Reino Unido e Irlanda.
- Europa sudoriental, incluidos Eslovenia, Grecia, Bulgaria, Rumania, Croacia, Serbia, Albania, Macedonia y Montenegro
- Bálticos, compuesto por Estonia, Lituania y Letonia.

Hace algunos años, se inició un proceso de desregulación en los mercados energéticos de la UE, que se espera que culmine en la creación de un mercado único europeo de la electricidad (3). Como se indica en la Directiva 96/92/CE, publicada en diciembre de 2006, las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía se han separado. La competencia se ha logrado en la generación y el comercio, mientras que las actividades relacionadas con la propiedad y la gestión de la red (transmisión y distribución) están reguladas y funcionan como monopolios (4).



**Figura 3.7:** Mercados eléctricos regionales en Europa (Fuente: <http://europa.eu>).

La Comisión Europea ha lanzado diferentes iniciativas regionales (3), y algunos mercados regionales que involucran a diferentes países, como el MIBEL para España y Portugal o el Nordpool para Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia, se están ejecutando actualmente. La EU-27 consumió 304,490 GWh en 2008.

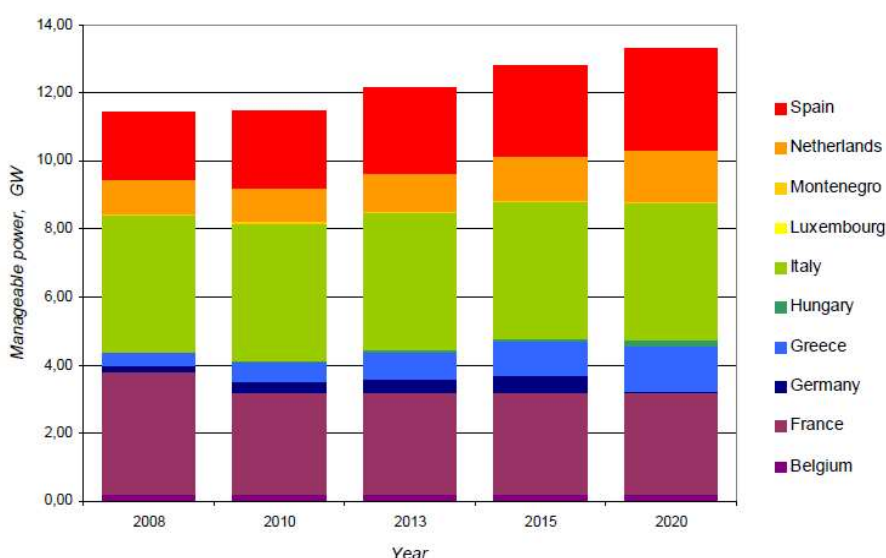
#### 3.4.1 Programas de respuesta a la demanda en Europa

Debido a la inexistencia de un mercado energético europeo único, no se ha podido diseñar un plan de acción conjunto de DR para Europa en su conjunto. Por lo tanto, los programas desarrollados en los Estados miembros de la UE dependen en gran medida de la iniciativa de cada país y de su regulación particular. Sin embargo, ha aumentado la preocupación con respecto a los problemas de participación en la demanda en los últimos años y se han llevado a cabo diferentes iniciativas. Un ejemplo es el proyecto de investigación EU-DEEP25, financiado por la Comisión Europea con el objetivo de identificar y superar las barreras que impiden la utilización

de los recursos de energía distribuida y de respuesta a la demanda. Los servicios públicos que cubren a más de 80 millones de clientes en toda Europa estaban involucrados (5), (6).

DR es un método eficiente y efectivo para lograr ahorros de energía y reducciones de potencia máximas, como se establece en los objetivos de la Comisión Europea, que se centran en encontrar un suministro de energía sostenible, confiable y rentable (7).

Se prevé un incremento alrededor del 45% en el uso promedio de DR en la mayoría de los países europeos para 2020, como se muestra en la **Figura 3.8**. Sin embargo, este porcentaje podría aumentar si se desarrollan nuevos programas de DR, como se propone en esta tesis, en diferentes países. En efecto, la mayoría de las experiencias existentes consisten solo en programas interrumpibles, y un número significativo de países europeos no están teniendo en cuenta la DR en sus planes (1).



**Figura 3.8:** Previsión de respuesta a la demanda en los países de UCTE26 de 2008 a 2020 utilizando las previsiones encontradas en (1), esta figura muestra la evolución de la potencia manejable debido a la respuesta de la demanda en los países de Europa de UCTE hasta el año 2020. Se espera un incremento en el potencial de DR para todos los países excepto para Alemania.

En la actualidad, pocos programas de DR están disponibles en los mercados europeos; solo se están utilizando las tarifas TOU y algunos programas más sofisticados, como el programa de interrumpibilidad en España o Noruega. Algunos de los programas de DR más representativos en diferentes países europeos, así como algunos programas piloto llevados a cabo recientemente en algunos países para evaluar el potencial de DR, se explican en las siguientes secciones.

Las tarifas TOU ("Time of use") son un concepto relativamente nuevo designado para incentivar a los clientes a hacer un uso mayor de la energía durante los periodos "off peak" con la finalidad de balancear la demanda.

#### 3.4.1.1 Suecia

El lado de la demanda no está prácticamente involucrado en la regulación del mercado eléctrico en Suecia. Como presencia simbólica, el TSO sueco, Svenska Kraftnät (SK), organiza subastas para adquirir recursos de demanda de clientes industriales, que se utilizan como reservas de perturbación activa rápida (8). En

2008, 90 MW fueron contratados por SK, el 53% de los cuales estaban disponibles en 15 minutos, y el resto estaba listo para usarse en media hora (9).

#### 3.4.1.2 Finlandia

En Finlandia, el TSO finlandés Fingrid adquiere recursos de demanda mediante la firma de contratos bilaterales anuales con clientes industriales; estos se utilizan como reserva de perturbación activa rápida controlada por frecuencia (1), (8). Se estima que la industria finlandesa tiene un potencial técnico de DR de aproximadamente 1.280 MW (9% de la demanda máxima en Finlandia), de los cuales el 35% está siendo utilizado actualmente por Fingrid cuando los precios son superiores a 300 € / MWh.

Los clientes típicos que ofrecen recursos de demanda en Finlandia son la industria del metal (industria siderúrgica y metalúrgica), la industria forestal y la industria química, con una oferta mínima de 15 MW que se reducirá durante al menos tres horas. Las desconexiones se pueden realizar manualmente (con 15 minutos de anticipación) o automáticamente por medio de un relé de frecuencia (9).

#### 3.4.1.3 Países Bajos

El Ministerio holandés de Asuntos Económicos ha estimado que el potencial de DR en el sector mayorista es de aproximadamente 1.700 MW (20% del total de la demanda máxima), el 58% de los cuales se está utilizando actualmente. Dentro de este 58% (alrededor de 1.000 MW), solo el 35% corresponde a reducciones de potencia, mientras que el resto es capacidad contratada (8). Alrededor del 70% del potencial total de DR podría ser ofrecido por el sector industrial y el resto por el sector comercial (el 24% correspondería a la agricultura de invernadero) y hogares. Sin embargo, los programas de respuesta a la demanda en el sector minorista son difíciles de ejecutar debido a la falta de sistemas adecuados de medición y comunicaciones.

#### 3.4.1.4 Francia

La empresa de servicios públicos más grande de Francia, Électricité de France (EDF), ofrece un interesante programa TOU llamado Tempo Tariff, utilizado por aproximadamente 350,000 hogares y más de 100,000 clientes de pequeñas empresas (1). Este programa, disponible para clientes con un mínimo contratado de 9 kVA, se basa en diferentes precios de energía según el día y la hora de utilización. Hay tres precios diferentes codificados por colores a lo largo del año (azul, blanco y rojo, donde el azul es el más barato y el rojo el más caro), y cada color se asigna a ciertas horas diariamente. Esta información se publica todos los días a las 5:00 pm. Debido a que los clientes reciben información diaria sobre el régimen de precios del día siguiente, pueden adaptar su curva de carga para reducir el consumo durante las horas pico. En el transcurso de un año, hay 22 días rojos y 43 blancos, mientras que el resto son azules. Los precios de la energía varían entre 0.057 € / kWh para los días azules durante las horas del valle y 0.517 € / kWh para los días rojos durante las horas pico, dando a los clientes un incentivo significativo para evitar el consumo en este último caso.

#### 3.4.1.5 Dinamarca

Se estima que la industria puede aportar aproximadamente 380 MW de RD, equivalente a aproximadamente el 7% de la demanda máxima total en Dinamarca (8). Los clientes daneses que consumen más de 100,000 kWh al año juntos, lo que representa aproximadamente la mitad de la demanda total de electricidad en todo el país, cuentan con medidores de intervalo, por lo que pueden elegir cuándo consumir electricidad dependiendo del precio del mercado spot. Sin embargo, en este momento

(10), solo unos pocos clientes explotan esta posibilidad. Además, las tarifas TOU se ofrecen a los clientes que desean aprovechar los diferentes precios durante el día. Estas tarifas ofrecen precios máximos que son aproximadamente 1.75 veces más altos que durante el valle.

Con respecto a los recursos de la demanda en el sector residencial, un programa piloto llevado a cabo en 2004 mostró un potencial de reducción de 5 kW por hogar. Esto significa que si el 50% de todos los hogares en Dinamarca (aproximadamente 125,000 con dispositivos de calefacción eléctrica) participara en algún programa de DR, se obtendría una reducción de 260 MW, suponiendo una tasa de retorno del 80% (10).

#### 3.4.1.6 Noruega

El TSO noruego Statnett ofrece una tarifa interrumpible para los clientes que desean reducir drásticamente su suministro de energía cuando lo requiere el operador del sistema. Según el tiempo de notificación de anticipación y la duración de la interrupción, se deben tener en cuenta las siguientes funciones:

Modo 1: aviso de 15 minutos de antelación sin limitación de la duración de la interrupción y una reducción del 5% de la carga.

Modo 2: dos horas de notificación previa sin limitación de la duración de la interrupción y una reducción del 25% de la carga.

Modo 3: 15 minutos de notificación previa con un límite de dos horas en la duración de la interrupción y una reducción del 75% de la carga.

La interrupción se basa en una línea de base calculada a partir de la curva de carga de los últimos cinco años, de modo que las estadísticas se reducen y se envían al estado. Los precios actuales de interruptibilidad son 2.75, 10.83 y 32.63 € por kW reducido para los modos 1, 2 y 3, respectivamente (11).

Algunos grandes clientes industriales pagan aproximadamente 1480 MW, o aproximadamente el 6% de la demanda máxima total del país. El potencial total de DR en Noruega se estima alrededor de 14000 GWh al año, y se activa cuando los precios de mercado son superiores a 70 € / MWh (8). Con respecto al sector comercial, los estudios piloto mostraron que 4.5 MW podrían reducirse utilizando DR, generando ahorros de alrededor del 15% (1).

#### 3.4.1.7 Reino Unido

Desde hace tiempo se ha ofrecido a los clientes del Reino Unido diferentes programas de DR, incluidas las tarifas TOU y los contratos interrumpibles (1). Entre los primeros se encuentran las tarifas de Economy 7 y Economy 1028 permitiendo a los clientes consumir energía más barata durante 7 o 10 horas al día, respectivamente, para que puedan adaptar su curva de carga aprovechando los precios más bajos durante los períodos valle. Los clientes con contratos interrumpibles que deseen participar como un recurso de demanda en el mercado británico pueden hacerlo a través de uno de los siguientes programas (12):

- Reserva operacional a corto plazo: Este programa, que se activó en 2007 (13), se adapta a clientes capaces de reducir al menos 3 MW, individual o agregadamente (solo se ha permitido la agregación recientemente), dentro de los 240 minutos posteriores al lanzamiento de la reducción del pedido. Además, los participantes deben estar dispuestos a mantener una reducción de energía por un mínimo de dos horas. Las reducciones pueden tener lugar al menos tres veces por semana. Los clientes son pagados tanto por la disponibilidad como por la utilización. Una jornada laboral típica incluye dos

períodos de disponibilidad de 7:30 a.m. a 2:00 p.m. y de 4:00 p.m. a 9:30 p.m.

- Reserva rápida (FR): los participantes deben poder entregar un mínimo de 50 MW dentro de los dos minutos de la notificación, manteniendo la reducción durante al menos 15 minutos. Los participantes reciben pagos anuales por la disponibilidad (€ / h) y la utilización (€ / MWh).
- Respuesta de frecuencia de la empresa: utilizado por el TSO para mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites operativos, este programa requiere participantes y la demanda se reducirá automáticamente en un mínimo de 10 MW durante al menos 10 minutos después de una notificación previa de 30 segundos. A los participantes se les paga por disponibilidad (€ / h), nominación (€ / h) y energía de respuesta (€ / MWh).
- Control de frecuencia por gestión de demanda: el uso de energía de los clientes inscritos se interrumpe automáticamente por medio de un relé de frecuencia cuando la frecuencia del sistema cae por debajo de un valor de confiabilidad predefinido. Los participantes deben entregar un mínimo de 3 MW, individual o agregadamente, dentro de los dos segundos posteriores a la notificación, manteniendo la reducción por un mínimo de 30 minutos. Los clientes reciben un pago por disponibilidad.

#### 3.4.1.8 Italia

Italia es el país europeo donde la implementación de medidores de electricidad avanzados ha sido la más exitosa, con aproximadamente el 90% de todos los medidores ya instalados (1).

Los clientes que deseen participar en programas de reducción de carga pueden inscribirse en el servicio de carga interrumpible, que se basa en la disponibilidad de los clientes para interrumpir su suministro de energía cuando los recursos de generación no son suficientes para mantener la seguridad operativa del sistema (14).

Según el tiempo de notificación, hay tres tipos diferentes de programas:

- En tiempo real, con una respuesta requerida dentro de 200 ms después de que el TSO envíe una señal remota;
- En tiempo diferido en condiciones de emergencia, con un tiempo de activación de menos de cinco segundos después de la emisión del pedido;
- Con aviso, cuando a los clientes se les permite 15 minutos para reducir sus cargas después de recibir la orden de reducción.

Con respecto a las tarifas TOU, utilizadas por los clientes italianos durante varios años, se lanzó un nuevo producto en 2010 que ofrece precios más caros de 8:00 am. a 7:00 pm. de lunes a viernes, y precios más baratos el resto del tiempo (1).

#### 3.4.1.9 España

Desde 1998, el mercado eléctrico español ha sido desregulado en gran medida y con éxito. Solo los clientes que demandan menos de 10 kW pueden comprar electricidad a una tarifa regulada, mientras que el resto debe hacerlo directamente en el mercado. La propiedad de la red sigue siendo monopolística a cargo de Red Eléctrica de España (REE). Las líneas de distribución son propiedad de los distribuidores, que solo transmiten energía, no la compran ni la venden. Los clientes pagan una tarifa, la Tarifa de acceso, a los propietarios de la red en cuanto al uso de sus líneas, pero la electricidad suministrada se compra a comerciantes a un precio que se negocia libremente entre el cliente y el vendedor.



- Tarifas de acceso **TOU**<sup>3</sup>: los clientes con un contrato de electricidad deben firmar una Tarifa de acceso para pagar al propietario de la red por su utilización. Estas tarifas, cobran diferentes precios de energía y energía contratada en función del período de tiempo considerado (pico, punta y valle). La tarifa más compleja incluye seis períodos diferentes, con pico y valle en temporada alta, pico y valle en temporada media, valle en temporada baja y valle durante todo el año, incluidas noches, fines de semana y días festivos.

El origen de esta tarifa reside en el antiguo THP (tarifa de energía por hora), que estuvo vigente desde 1994-2007. También tuvo un séptimo período (el más caro), que consta de 13 horas diarias durante 23 días de temporada alta establecidos por REE a su discreción (15).

Desafortunadamente, y pese a ser un producto muy interesante desde el punto de vista del lado de la demanda, se suspendió después de no mostrar ningún resultado significativo cuando se activó.

- Programa de Interrumpibilidad<sup>4</sup>: REE lanzó un programa de interruptibilidad en 1995 como una tarifa especial para grandes clientes. Un grupo pequeño y estable compuesto por aproximadamente 200 entidades con capacidad de energía reducible superior a 5 MW podría disfrutar de descuentos tentadores, en algunos casos llegando incluso al 80% del coste total de la energía contratada. Sin embargo, este sistema cambió en 2007 cuando las tarifas reguladas cedieron a los contratos en el mercado desregulado, de modo que la participación en este servicio se abrió no solo a grandes industrias, sino también a cualquier otro cliente con capacidad de reducir un mínimo de 5 MW cuando así lo exigía el operador del sistema durante las emergencias.

En este momento, Red Eléctrica de España ha completado el proceso de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad a través de subastas competitivas con la asignación de un total de 21 bloques de 40 megavatios (MW) y de 352 bloques de 5 MW, lo que se traduce en una potencia interrumpible para el periodo del 1 de enero al 30 de junio del 2019 de 2.600 MW. En esta convocatoria de subastas han participado 124 consumidores<sup>5</sup>. El precio medio de asignación ha sido de 105.429 euros/MW y año para los productos de 40 MW y de 64.624 euros/MW y año para los de 5 MW. En total, se han destinado 101,15 millones de euros al servicio de interrumpibilidad para grandes consumidores en España.

### 3.5 Contratos de Operación

Los distintos tipos de contratos que existen se caracterizan por los tiempos de suministro, distinguiendo entre una entrega inmediata (contrato spot) o en un tiempo futuro, las condiciones de suministro a saber suministro obligatorio u opcional y finalmente por su forma de resolución, contratos físicos o financieros.

#### 3.5.1 Contrato SPOT (Entrega Inmediata)

En el caso de los contratos spot también llamados transacciones bilaterales, podría no existir un contrato formal sino en su lugar una adhesión a un mercado organizado, siendo las reglas del mercado pactar un precio y cantidad para una entrega inmediata, especificando el lugar de la entrega y normalmente una resolución del contrato en el corto plazo (ya sea inmediata, 30 días, 60 días). Los contratos Spot actúan como referencia para establecer el precio de otros contratos o transacciones.

<sup>3</sup> El acceso a la tarifa fue establecido en el RD 1164/2001.

<sup>4</sup> Regulado por la Orden Ministerial ITC/2370/2007

<sup>5</sup> Información disponible en la página web de Red Eléctrica de España, S.A <http://www.ree.es>

En los Mercados Mayoristas (Spot) se utiliza para la compra y venta los sistemas de ofertas simples y dobles, y las subastas. En los Mercados Bilaterales el precio es fijado por las partes, existen contratos a largo plazo de compleja negociación y de grandes cantidades de energía, contratos OTC con un menor coste de negociación y por consecuencia pequeñas unidades de energía. Finalmente existen los contratos Power Exchange que se ejecutan electrónicamente y en el que pueden intervenir varias ofertas a la vez pudiéndose ser anónimas.

### 3.5.2 Contrato Forward (Entrega a Futuro)

Cuando la entrega o suministro es en un tiempo posterior se trata de los contratos Forward y Futuros. En un contrato Forward se debe especificar la cantidad, sitio, precio y tiempo de la entrega. Además, el pago se realiza cuando se recibe la mercancía y existe una diferencia significativa comparada con el precio Spot.

Un contrato a Futuros, es similar al Forward pero con un largo plazo de suministro. Son contratos muy estandarizados que por lo habitual se cancelan antes de ser efectivos. Tienen como objetivo proporcionar a sus poseedores un margen de seguridad.

### 3.5.3 Contratos Opciones

Los contratos de opciones proporcionan flexibilidad y los agentes pueden decidir si se realiza o no el suministro futuro del bien contratado.

- Opciones de compra o Call Options: En este tipo de opción, el dueño de la misma puede comprar el activo en el tiempo especificado. El precio de ejercicio o precio pactado para el activo se denomina (K). El premio es la suma pagada por el comprador al vendedor de la opción. (Valor intrínseco y temporal). El parámetro  $R_C$  está asociado a la volatilidad del precio.

$$V = \frac{E(\text{MAX}[P_{SPOT} - K, 0])}{(1 + R_C)}$$

- Condiciones de suministro de los contratos de Opciones: Existen según el período de ejercicio dos modalidades, la Europea que debe de ejercitarse el día especificado, y la Americana que puede ejercitarse en cualquier momento hasta ese día.
- Opciones de venta o Put Options: El dueño de una opción puede vender el activo en el tiempo especificado existiendo también los términos de precio de ejercicio y premio.

### 3.5.4 Contratos Financieros

La resolución de contratos financieros, se realiza convencionalmente mediante un intercambio de dinero y activos (siendo la mayoría de contratos directos, futuros y opciones). En un momento dado, podría interesar que no hubiese un suministro físico, solo intercambio de dinero, por eso son denominados contratos financieros.

Existen 4 contratos básicos en el sector eléctrico:

- Contratos de compra y venta directa de la energía (se establece el pago de la energía, la disponibilidad, y otros servicios)
- Venta y compra al mercado spot.
- Contratos mayoristas.
- Contratos minoristas.

Los contratos de compra de energía (PPA) son fundamentales en los modelos de comprador único. En modelos liberalizados se realizan pagos por energía y disponibilidad. En los pagos por energía el precio puede ser lineal o no, fijo o indexado para potenciar la eficiencia. En los pagos por disponibilidad se persigue remunerar adicionalmente los costes fijos y proporcionar incentivos para la disponibilidad. Esto es especialmente importante para los generadores pico, pero también hay incentivos para los generadores base.

En los servicios complementarios, el contrato debe contener cláusulas sobre el suministro de servicios complementarios a saber, control de frecuencia, reserva a corto plazo, control de tensión, generación de emergencia, etc. Además, deberá tener en consideración el coste de poder proporcionar el servicio y el propio coste del servicio, además del mantenimiento, la flexibilidad de operación, así como el tratamiento de las paradas forzosas.

### 3.6 Legislación, Sistema de Peajes y Factura Eléctrica

#### 3.6.1 Evolución legislativa del Sistema Eléctrico Español

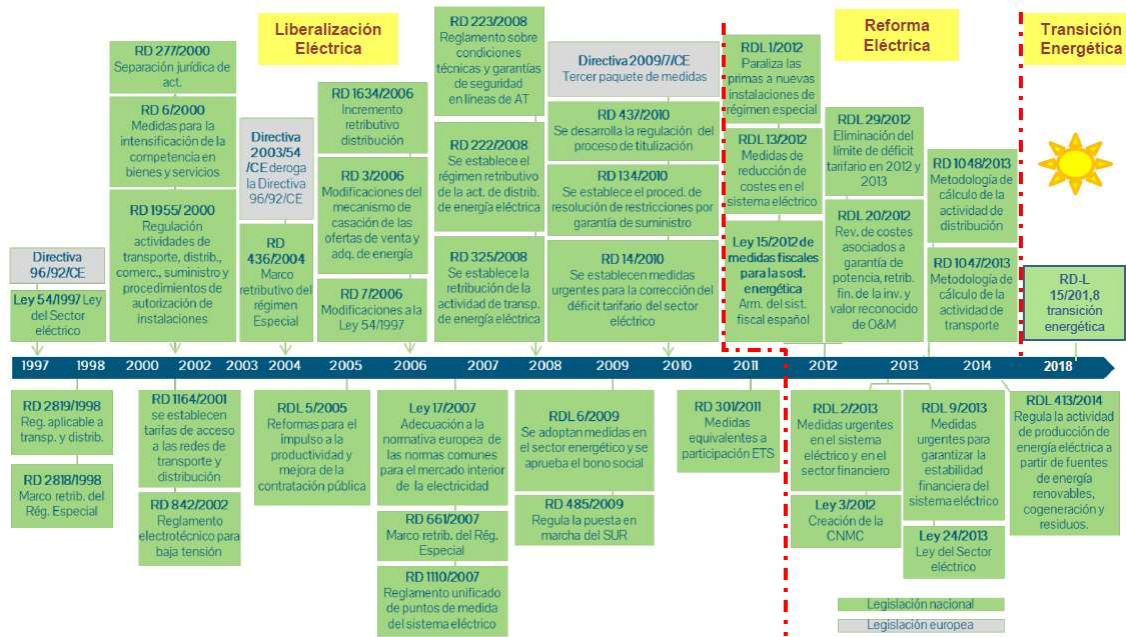
Debido a su importancia en la economía del país, en el plano medioambiental y en el plano social, ya que la electricidad es un bien de consumo, los cambios políticos, económicos y sociales llevan asociados cambios en la legislación eléctrica, se citan a continuación algunas de las leyes relevantes que se han venido sucediendo en el sector eléctrico:

- **Ley 82/1980**, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía (16) que pretende reducir "la dependencia energética exterior" (es decir, del petróleo), promover las energías renovables y promover el ahorro de energía. Durante dicho periodo entraron en servicio 3.000 MW en centrales de carbón y cinco grupos nucleares (Almaraz, Ascó, Cofrentes, Vandellós II y Trillo I) con una capacidad instalada de 7.416 MW.
- **Ley 49/1984**, de 26 de diciembre, sobre explotación unificada del sistema eléctrico nacional (17) se crea en España a principios del año 1985 la empresa Red Eléctrica de España S.A. con el objeto de realizar la explotación del sistema eléctrico peninsular español.
- **Marco Legal Estable en 1987 (MLE)** (18), compuesto por una serie de normas y leyes en las que el Estado asumía la responsabilidad de organizar y planificar el sector eléctrico. Es en el periodo del MLE en el que se produce una concentración de las empresas del sector originándose las actuales ENDESA e IBERDROLA provocando también una internacionalización del sector eléctrico.
- El 28 de noviembre de 1997 se publicaba la nueva **Ley 54/1997** del Sector Eléctrico (19). Con esta nueva ley se toma un modelo liberalizado en el cual se distinguen dos niveles, por un lado, las actividades libres serían generación y comercialización, y por otro lado las actividades reguladas que serían transporte, distribución y la coordinación económica y técnica necesaria para el funcionamiento del sistema. Además, se establecen los ingresos por tarifas y peajes a través de los cuales los usuarios pagaban el uso del sistema. Se creó la figura del Operador del Mercado (OMEL) que más tarde sería privatizado.
- **Ley 24/2013** del Sector Eléctrico (20) Los acontecimientos ocurridos en la última década dentro del Sistema Eléctrico, como la elevada dispersión normativa, el aumento del déficit de tarifa, el notable descenso de demanda o el crecimiento de partidas de costes, llevan a una situación de necesidad inminente de cambio en el sistema. La nueva Ley establece "la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica

y de adecuarlo a las necesidades en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste”.

- **Real Decreto-ley 15/2018**, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores (21). El presente RDL contiene una serie de medidas orientadas a proteger a los consumidores de electricidad, optimizando su contratación del suministro y posibilitando la reducción de la factura eléctrica, por ejemplo, con la contratación de tarifas con discriminación horaria. Las comercializadoras deberán informar a los consumidores acogidos al PVPC de los ahorros que obtendrían al cambiar a las tarifas de peajes de acceso con discriminación horaria. Se desarrollan también medidas encaminadas a la mejor formación del consumidor en cuanto a las posibilidades de contratación y posibles ahorros. Además, se aborda la posible opción de los consumidores de acogerse a la modalidad de compra bilateral de compra-venta de energía, o PPAs.
- **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Este RD será explicado con mayor detalle en apartados posteriores.

El esquema mostrado a continuación nos ayuda a ver la evolución legislativa en tres fases, (liberalización eléctrica, reforma eléctrica y transición energética), que ha sufrido el sector energético español desde sus inicios en 1997 con la Ley 54/1997 del sector eléctrico hasta la actualidad con el nuevo RD 244/2019 que marca el inicio de una nueva época.



**Figura 3.9:** Evolución legislativa del sector energético (Fuente: Generalitat Valenciana Conselleria de economía sostenible, sectores productivos, comercio y trabajo, presentación Avaesen).

### 3.6.2 Mecanismos y Estructura de Mercado

Por un lado, existe el **mercado minorista**, en el cual se realizan transacciones con pequeñas cantidades de energía. Este tipo de intercambio se produce habitualmente entre comercializadores y medianos y pequeños consumidores finales. Dentro de este formato, existen dos mecanismos básicos de contratación:

- ✓ **Tarifa regulada:** Los precios de los términos incluidos en la factura son fijados por el Gobierno y publicados mediante el BOE. Sólo los consumidores

con potencia igual o inferior a 10 kW (potencia habitual de suministros domésticos o pequeñas empresas) pueden contratar esta opción.

- ✓ **Contrato en Mercado Libre:** En este tipo de contrato comercializadora y cliente pactan libremente un precio mediante un contrato. Todas las empresas comercializadoras pueden realizar contratos en mercado libre, sin existir ninguna limitación de potencia.

Por otro lado, se encuentra el **mercado mayorista** en el cual se realizan transacciones de grandes cantidades de energía. Este mercado se divide, como ya se ha visto en los mercados organizados y no organizados.

### 3.6.3. Precio final de la electricidad: Peajes de Acceso.

Además del precio de la materia prima y de las tarifas de acceso que van a ser desarrolladas posteriormente, existen otros componentes que afectan al precio final de la electricidad en la factura de la luz.

- ✓ **Precio mercado diario**
- ✓ **Tarifas de acceso**
- ✓ **Pagos por capacidad.** Tal y como describe REE en su glosario de términos estos pagos son regulados para financiar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico.
- ✓ **Servicio de interrumpibilidad.**
- ✓ **Servicios de ajuste del sistema.**
- ✓ **Mercado intradiario.**
- ✓ **Tasas Operador del Sistema y del Mercado.** Tasas abonadas a estos organismos por la labor realizada en el entorno del Sistema Eléctrico.
- ✓ **Margen operativo comercializadora.**
- ✓ **Alquiler de equipos de medida.** Pago a la distribuidora en concepto de utilización de su equipo de medida en el punto de consumo.
- ✓ **Tasa municipal.** 1.5% de los términos exceptuando las tarifas de acceso.
- ✓ **Impuesto eléctrico.** 5.113% de los términos de energía y potencia, es decir, no grava el alquiler de equipos.
- ✓ **IVA.** 21%, grava todos los términos mencionados, incluso los anteriores impuestos.

#### 3.6.3.1 Peajes de Acceso a la Red

Como se indica al inicio del capítulo, tras la liberalización del sector eléctrico se producen nuevas formas de gestionar las actividades del sector. A partir de ese momento, generación y demanda se rigen mediante libre competencia. La problemática en torno al sector, viene motivada por la necesidad de utilización de las redes eléctricas para transportar la electricidad desde las centrales de generación hasta los puntos de consumo, generalmente a elevadas distancias. Con el objetivo de regular esta utilización surge la tarifa de acceso, mediante la cual se pretende recaudar los costes asociados a la utilización y manutención de las redes dividiéndolos entre los agentes involucrados en el mercado. Cuando el total recaudado mediante las tarifas de acceso y los cargos impuestos por el Estado no son suficientes para cubrir los gastos reales ocasionados por suministrar la electricidad aparece el denominado déficit de tarifa, es decir, una cantidad que acumulada tendrá que ser posteriormente costeadada por los agentes del mercado. Actualmente, la estructura de peajes de acceso vigente es la que viene recogida en el **Real Decreto 1164/2001**, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica (22).

### 3.6.3.2 Costes de las tarifas de acceso

Tal y como presenta el RD 1164/2001 en su artículo 2, los costes que incluirán las tarifas de acceso son los siguientes.

1. Costes de transporte de energía eléctrica.
2. Costes de distribución de energía eléctrica.
3. Costes de gestión comercial a clientes a tarifa.
4. Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento
  - 4.1. Moratoria Nuclear
  - 4.2. "Stock" básico del uranio
  - 4.3. Segunda parte del ciclo de combustible nuclear
  - 4.4. Compensación a los distribuidores en concepto de interrumpibilidad, régimen especial y por tener clientes cualificados conectados a sus redes.
  - 4.5. Sobrecostes del régimen especial
5. Costes permanentes:
  - 5.1. Compensación de extrapeninsulares
  - 5.2. Operador del sistema
  - 5.3. Operador del mercado
  - 5.4. Comisión Nacional de Energía
  - 5.5. Costes de transición a la competencia (**CTC**)

Las tarifas de acceso incluirán además costes de transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados de gestión de restricciones establecidos en la normativa vigente. Esta precisión de costes realizada en 2001 ha sufrido numerosas variaciones hasta la actualidad, desde la eliminación hasta la asignación de nuevos costes.

### 3.6.3.3 Estructura de las tarifas de acceso

Conocidas las generalidades asociadas a la tarifa de acceso, sus principios básicos y los costes que contienen las mismas, se va a analizar a continuación su estructura y su formación.

APLICACIÓN DE TARIFAS DE ACCESO														
TARIFA	2.0A	2.0DHA	2.0DHS	2.1A	2.1DHA	2.1DHS	3.0A	3.1A	6.1A	6.1B	6.2	6.3	6.4	6.5
TENSIÓN	<1kV	<1kV	<1kV	<1kV	<1kV	<1kV	<1kV	>1kV y <36kV	≥1kV y <30kV	≥30kV y <36kV	≥36kV y <72,5kV	≥72,5kV y <145kV	≥145kV	Conexiones internacionales
POTENCIA	≤10kW	≤10kW	≤10kW	>10kW y ≤15kW	>10kW y ≤15kW	>10kW y ≤15kW	>15kW	≤450kW	>450kW en algún periodo		S/R	S/R	S/R	S/R
PERIODOS	1	2	3	1	2	3	3	6						

TARIFAS DE ACCESO DE BAJA TENSIÓN									
TARIFA		PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	TARIFA		PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3
2.0A	TP	38,043426	-	-	2.1DHA	TP	44,444710		-
	TE	0,044027	-	-		TE	0,074568	0,013192	-
2.0DHA	TP	38,043426			2.1DHS	TP	44,444710		
	TE	0,062012	0,002215	-		TE	0,074568	0,017809	0,006596
2.0DHS	TP	38,043426			3.0A	TP	40,728885	24,437330	16,291555
	TE	0,062012	0,002879	0,000886		TE	0,018762	0,012575	0,004670
2.1A	TP	44,444710	-	-					
	TE	0,057360	-	-					

TARIFAS DE ACCESO DE ALTA TENSIÓN							
TARIFA		PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6
3.1A	TP	59,173468	36,490689	8,367731	-	-	-
	TE	0,014335	0,012754	0,007805	-	-	-
6.1A	TP	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
	TE	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.1B	TP	31,020989	15,523919	11,360932	11,360932	11,360932	5,183592
	TE	0,021822	0,016297	0,008685	0,004322	0,002791	0,001746
6.2	TP	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
	TE	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	TP	18,916198	9,466286	6,927750	6,927750	6,927750	3,160887
	TE	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	TP	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315
	TE	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018
6.5	TP	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315
	TE	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

**Figura nº3.10:** Tarifas de acceso año 2018 (Fuente: <https://www.edpenergia.es/>). Referencias TE: €/kWh, TP: €/kW. Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre (BOE 27/12/2017). Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre (BOE 29/12/2016). Orden IET/2735/2015 (BOE 18/12/2015).

Destacar por el número de consumidores y por la cantidad de energía consumida, a los consumidores de baja tensión, es decir, en la mayoría de los casos a los hogares y a las pequeñas y medianas empresas. Las tarifas de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW suponen más del 90% del total de los consumidores de energía eléctrica del sistema español.

#### 3.6.3.4 Componentes de la Facturación de las tarifas de acceso

##### **Término de Potencia**

Para cada uno de los periodos tarifarios (que en función del tipo de tarifa elegido podrán ser uno, tres o seis periodos) se podrá contratar una potencia que se utilizará durante todo el año. El cambio de esta potencia contratada con la distribuidora lleva asociados determinados costes en función de la cantidad de kW, por lo tanto, se ha de concretar una potencia que se adapte a las necesidades a lo largo de todo el año, de manera que sea la óptima para cubrir las necesidades y evitar incurrir en elevados excesos de potencia que se transformarán en elevados costes en la factura eléctrica.

**Tarifas con potencia < 15 KW (2.OA, 2.ODHA, 2.ODHS, 2.1A, 2.1DHA, 2.1DHS).**

Estos tipos de tarifas no tienen instalado un máxímetro. Por tanto, PF=PC.

**Tarifas 3.0A y 3.1A.**

Tipos de tarifas con máxímetro.  
Si hay solo un máxímetro:

- Si 85% PC ≤ PR ≤ 105% PC: PF=PR.
- Si PR < 85% PC: PF= 85% PC.
- Si PR > 105% PC: PF= PR + 2 x (PR-105% PC).

PC = potencia contratada.  
PF = potencia facturada.  
PR = potencia registrada.

**Tarifas 6X.**

El término de facturación de potencia (FP) será el sumatorio resultante de multiplicar la potencia a facturar en cada periodo tarifario, que se define más adelante, por el término de potencia correspondiente, según la fórmula siguiente:

$$FP = \sum_{i=1}^{i=n} t_{pi} P_{fi}$$

Donde:  
t<sub>pi</sub> = Precio anual del término de potencia del periodo tarifario i.  
P<sub>fi</sub> = Potencia a facturar en el periodo tarifario i, expresada en kW.

A<sub>ei</sub> = Se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\sqrt{\sum_{i=1}^{i=n} (P_{di} - P_{ci})^2}$$

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^{i=6} K_i \times 234 \times A_{ei}$$

Donde:  
K<sub>i</sub> = Coeficiente que tomará los siguientes valores dependiendo del periodo tarifario i:

Donde:

P<sub>di</sub> = Potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora del periodo i en que se haya sobrepasado P<sub>ci</sub>.  
P<sub>ci</sub> = Potencia contratada en el periodo i en el periodo considerado.

PERIODO	1	2	3	4	5	6
K <sub>i</sub>	1	0,5	0,37	0,37	0,37	0,17

Estas potencias se expresarán en kW.  
El resultado final se dividirá entre 166,386 para pasarlo a euros.

En caso de que la potencia demandada sobrepase en cualquier periodo horario la potencia contratada en el mismo, se procederá, además, a la facturación de todos y cada uno de los excesos registrados en cada periodo, de acuerdo con la fórmula anterior (FEP).

**Término de Energía Activa**

El término de facturación de energía activa será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida y medida por el contador en cada periodo tarifario por el precio establecido mediante los sucesivos BOEs para el término de energía correspondiente.

$$FE = \sum_{i=1}^{i=n} E_i t_{ei} \quad \{1\}$$

Dónde:

**E<sub>i</sub>** = energía consumida en el periodo tarifario i, expresada en kWh.

**t<sub>ei</sub>** = precio del término de energía del periodo tarifario i.

Habitualmente esta facturación se realizará de manera mensual, excepto en el caso de las tarifas 2.X en las cuales la facturación podrá ser bimensual. Este hecho está cambiando actualmente debido a la instalación de los nuevos contadores digitales (que no implican la necesidad de lectura de contador por parte de un técnico).

**Término de Energía Reactiva**

El término de facturación de energía reactiva será de aplicación para todos los periodos excepto el periodo 3 en las tarifas 3X y el periodo 6 en las tarifas 6X. La penalización se aplicará cuando el consumo de energía reactiva sea superior al 33% del consumo de energía activa del periodo de facturación y según los dos tramos de la tabla.

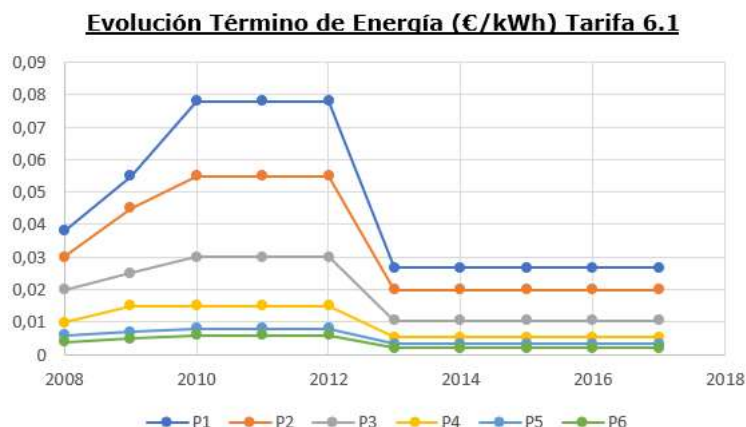
COMPLEMENTO DE ENERGÍA REACTIVA	
COS φ	COS φ
0,80 ≤ COS φ < 0,95	COS φ < 0,80
TF = 0,041554	TF = 0,062332

Desde su aparición, los términos de potencia y energía han evolucionado con el tiempo. Se ha observado cómo han aparecido nuevas tarifas para subdividir de una



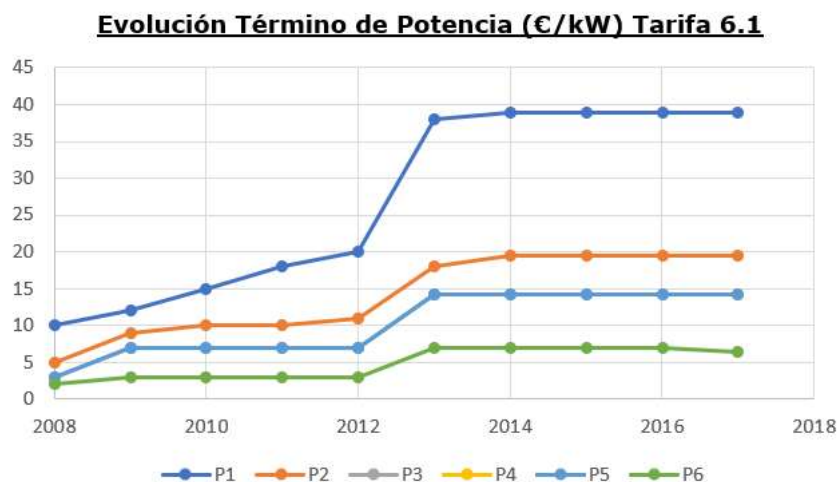
manera más eficiente los escalones de potencia y tensión, y cómo estos precios determinados mediante BOEs han aumentado o disminuido según la necesidad en cada momento. A modo de ejemplo para la tarifa **6.1** se muestra la evolución de estos peajes desde el año 2008 hasta la actualidad, sirviendo de base estos datos para la comparación de las tarifas y su evolución en referencia a los acontecimientos sociales y políticos asociados a la tarifa eléctrica.

### Tarifa 6.1\_ Termino de energía



**Figura nº3.11:** Evolución del término de energía T.6.1 (Fuente: Elaboración propia).

### Tarifa 6.1\_ Termino de potencia



**Figura nº3.12:** Evolución del término de potencia T.6.1 (Fuente: Elaboración propia).

#### 3.6.3.5 Escandalo de costes de la tarifa de acceso

Con todas las variaciones producidas a lo largo de los años y los diferentes términos que han entrado y salido de los costes de acceso, se presenta en la tabla siguiente de manera resumida los componentes del año 2016 de los costes de acceso.

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Orden IET72735/2015 [ 1 ]	Liquidación cierre 2016 [ 2 ]
Coste Transporte	1.764.429	1.709.998
Coste Distribución	5.080.499	5.120.243
Retribución renovables, cogeneración y residuos	6.726.000	6.502.206
Retribución sistemas no peninsulares	740.632	648.936
Servicio de interrumpibilidad	8.300	8.300
Cuotas	21.106	20.889
Tasa CNMC	20.966	20.751
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	140	138
Anualidades déficit actividades reguladas	2.871.904	2.852.621
Imputación de pérdidas		
<b>Costes de acceso (A)</b>	<b>17.212.870</b>	<b>16.863.192</b>

**Figura nº3.13:** Escandallo costes de acceso 2016 (Fuente CNMC)

En la tabla anterior se muestra un escandallo de costes estimado en 16.863.192 miles de euros. Se puede observar que sólo 6.830.241 miles de euros, que representan el 40% del total de la tarifa corresponden realmente a sufragar los costes asociados al transporte y la distribución, función para la cual realmente fueron concebidos dichos peajes. Destaca notablemente, por otro lado, que 6.502.206 miles de euros vayan destinados a la retribución renovables, cuyo porcentaje asciende a prácticamente al 38% de los costes. Los costes de transporte y distribución representaban el 75% del total de costes de acceso a la red en el año 2000.

### Costes de transporte

La Ley del Sector Eléctrico publicada en 1997 define en su artículo 9: "El transportista, es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte". Se publica el **Real Decreto 2819/1998**, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica hasta el año 2008 en el que se publica el (23) que plantea una nueva retribución.

Con este RD el régimen retributivo se establece en función del valor actualizado neto de la inversión, a diferencia del método anterior mediante el cual se fijaba mediante los costes de un año de referencia. Además, se implanta un incentivo para la extensión de la vida útil, de manera que una vez finalizada esta, se sigue percibiendo el coste de operación y mantenimiento y además, un coste por extensión de vida útil. REE es quien recibe la mayor parte de esta retribución, alrededor de un 90% del total.

### Costes de distribución

La Red de distribución eléctrica se encarga de suministrar la energía eléctrica desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales. Los costes de distribución vienen regulados, al igual que los de transporte, en el RD 2819/1998, de 23 de diciembre. Esto fue así hasta el año 2008 que se plantea una nueva forma de retribución a esta actividad. El nuevo Real Decreto, establece un año de referencia para el cual se calcula la retribución de la inversión y el coste de operación y mantenimiento de cada distribuidora. En base a este año de referencia, se obtiene la retribución anual de cada empresa distribuidora.

Los costes de distribución se componen de cuatro términos:

- Retribución a la Distribución
- Calidad de servicio
- Incentivo o penalización de reducción de pérdidas
- Distribuidores D.T. 11<sup>a</sup> (compensación con la que se dota a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la LSE).

### **Costes de la gestión comercial**

Los costes de gestión comercial se consideran otros costes necesarios para desarrollar la actividad de distribución. Es por ello que estos costes se destinan para compensar a las empresas distribuidoras de sus gastos asociados a la contratación, la atención al cliente, la lectura de contadores y equipos de medida y la planificación de redes y gestión de la energía.

### **Costes del Sistema de Interrumpibilidad SNP**

El sistema de interrumpibilidad incluido en la tarifa hace referencia al servicio prestado por los proveedores del servicio en los territorios no peninsulares, conforme se establece en la **Orden IET/2013/2013**, de 31 de octubre por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. Dicha normativa específica en concreto, que en tanto el Operador del Sistema no desarrolle la adaptación del mecanismo previsto a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, seguirá aplicándose el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad de acuerdo a lo dispuesto en la **Orden ITC/2370/2004**, de 26 de julio.

### **Costes Prima del Régimen Especial**

Con la evolución de las tecnologías y el creciente interés por parte de los países desarrollados en la reducción de emisiones, cada vez son más ambiciosos los objetivos respecto al desarrollo e implantación de las energías renovables. En España se aprueba en primer lugar el Plan de Energía Renovable 2005-2010 (PER) y posteriormente, y una vez finalizado este primero que marcaba el objetivo del 12% impuesto por la UE, el Plan de energías Renovables <sup>6</sup>2011-2020 que establece un 20% de consumo de energía primaria procedente de energías renovables. Ante estos objetivos tan ambiciosos, el Gobierno ha de dotar de determinadas ayudas al sector, para promover su crecimiento y fomentar la construcción de nuevas instalaciones. Tratar de trazar su curva de aprendizaje mediante ayudas para ir abaratando sus costes, es decir, cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una "rentabilidad razonable".

La **Ley 54/1997** del Sector Eléctrico establece la diferencia entre régimen ordinario y régimen especial identificando también el marco económico de retribución para cada uno de estos modelos de generación de electricidad. La generación en régimen especial recoge la de energía eléctrica en instalaciones con potencia no superior a 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables o residuos, es decir, aunque este término esté habitualmente asociado a las energías renovables también se incluyen aquí energía de residuos y la cogeneración. Fue en el año 2007 cuando el Gobierno español creó un sistema que garantizaba el cobro de una determinada retribución durante la totalidad de la vida útil de una planta. Esta retribución se asignaba en función del tipo de tecnología (fotovoltaica, eólica, termosolar) y en

---

<sup>6</sup>

Página 67  
<http://www.idae.es> Plan de Energías Renovables (PER 2011-2020) aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011 (Instituto para la diversificación y ahorro de Energía).

función del tamaño de la planta (en principio recibirían más las plantas más pequeñas). Debido a que la fotovoltaica se adaptaba mejor a la realización de inversiones reducidas fueron muchos los profesionales y ciudadanos que decidieron invertir en esta tecnología.

Tras el éxito cosechado y en vista de la gran cantidad de dinero invertido en este sector, el Gobierno comenzó en el año 2010 a publicar duros recortes para el sector, principalmente fotovoltaica, eólica y termosolar estableciendo un número máximo de horas de producción retribuida. Este golpe supuso una disminución de ingresos para la fotovoltaica del 28%. En los años próximos aparecieron otras medidas que afectaron duramente al sector, por ejemplo, en 2012 se aplica un impuesto a la generación del 7%, además en 2013 una nueva manera de actualizar la retribución disminuía esta cantidad un 3% más. Además, en enero de 2012 las nuevas instalaciones ya no recibirían ningún tipo de retribución por parte del sistema eléctrico. A pesar de todos estos contratiempos España sigue manteniendo una buena posición en el sector de las renovables, diversas empresas son punteras en tecnología. Se ha comprobado también, con el paso del tiempo, que ya hay energías renovables capaces de ser competitivas con el resto de energías sin ningún tipo de retribución adicional.

### **Costes Permanentes**

#### **- Compensación de extrapeninsulares**

El sistema eléctrico español va más allá de las instalaciones y transporte dentro de la Península Ibérica, también está formado por las Islas Baleares, Islas Canarias, Ceuta y Melilla. En el **Real Decreto 738/2015**, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, se expone que los sistemas eléctricos aislados de los cuatro territorios no peninsulares son Canarias (Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote-Fuerteventura-La Palma-La Gomera-El Hierro), Las Islas Baleares (Mallorca-Menorca, Ibiza-Formentera), Ceuta y Melilla.

Además, se indica que estos sistemas dejarán de considerarse aislados cuando estén efectivamente integrados con el sistema peninsular, es decir, cuando la capacidad de conexión con la península sea tal, que permita su incorporación en el mercado de producción peninsular. Desde agosto de 2012 existe una interconexión eléctrica entre la Península y Baleares, gracias al denominado "Proyecto Rómulo". Este enlace submarino une Sagunto (Valencia) con Santa Ponsa (Mallorca) y supone no sólo la integración con la Península, sino también un ahorro de costes para el sistema eléctrico nacional. Para incrementar todavía más esta integración, en diciembre de 2014 se finalizó la interconexión eléctrica submarina entre Ibiza y Mallorca mediante un doble enlace submarino de 132 kV en corriente alterna, garantizando en mayor medida la estabilidad y calidad del suministro en las islas y favoreciendo la integración energética de las islas. Es por ello que los costes de compensación extrapeninsular sirven para sufragar el sobrecoste que supone el suministro eléctrico en las islas, de esta manera se evita que sean únicamente los habitantes de las mismas los que carguen con estos elevados gastos.

#### **- Tasa CNMC**

En el año 2013 se crea la Comisión Nacional de Mercados y Competencia que garantiza, preserva y promueve el correcto funcionamiento, la transparencia y la asistencia de una competencia efectiva en todos los sectores y mercados y sectores productivos, en beneficio de los consumidores y usuarios. Para la financiación de la actividad de la CNMC se establece un porcentaje del 0,15% tasa aplicable a la

facturación de la tarifa de acceso por la prestación de servicios y la realización de actividades relacionadas con el sector eléctrico.

### 3.7 Conclusiones

Este capítulo ha repasado el funcionamiento del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL). En primer lugar, se revisan las funciones básicas del Operador de Mercado con sus correspondientes mercados organizados y no organizados, así como las funciones del Operador de Sistemas. En segundo lugar, se han visto los fundamentos de los contratos de operación, los costes de la factura eléctrica y sus tarifas de acceso en donde se analiza el impacto de los cambios legislativos en la evolución de los costes de la electricidad. También, a lo largo de este capítulo se ha podido vislumbrar el creciente interés por parte de los países desarrollados en la reducción de emisiones, lo que conlleva inevitablemente a un mayor desarrollo e implantación de las energías renovables. Se verá dentro de este ámbito el papel cada vez más dominante que tendrá la generación distribuida. Por otro lado, cabe también destacar la necesidad creciente de un papel más activo en las redes del consumidor, tanto generando su propia energía como gestionando su demanda.

En efecto, los clientes podrían obtener una amplia gama de beneficios si deciden utilizar la flexibilidad que tienen. Sin embargo, los clientes finales aún no conocen sus capacidades de respuesta a la demanda, en gran parte debido a la falta de información y capacitación sobre los beneficios que pueden aportar (24). Diferentes programas interrumpibles y tarifas TOU parecen ser los programas de DR más comunes en todo el mundo. Los aranceles TOU son bastante similares en los países analizados, aunque vale la pena destacar programas de interés especial como el Arancel Tempo en Francia, en el que los períodos de precios se ajustan diariamente según las necesidades reales del Sistema. Destacar que una de las diferencias más significativas que se observa en los programas interrumpibles existentes en Europa es que, solo las emergencias activan dichos programas. Además, se echa en falta la figura del agregador de demanda, comúnmente utilizada en los programas de Estados Unidos, pero completamente ausente en los mercados europeos, con la excepción del Reino Unido. La presencia de agregadores permitiría a los clientes medianos ofrecer servicios de DR que actualmente no están disponibles para ellos. En el caso de España, donde se ha demostrado que el programa de interrumpibilidad es un ingrediente esencial en la resolución de situaciones operativas críticas, solo los grandes clientes que pueden ofrecer reducciones de aproximadamente 5 MW pueden participar individualmente.

Una de las principales conclusiones que se pueden obtener de este capítulo es que los clientes no han sido suficientemente considerados en la fase de diseño de los programas DR existentes, y esto ha resultado en una utilización poco óptima de los recursos de la demanda, que siguen sin explotarse. Por lo tanto, se ha reforzado la necesidad de una nueva metodología para incorporar el lado de la demanda en la etapa de diseño de los programas de DR.

## **CAPÍTULO 4. Propuesta de Metodología**

“In God we trust, all others must bring data”

### **W. Edwards Deming**

(Estadístico Estadounidense 1900 – 1993)



### **Resumen Índice Capítulo 4**

CAPÍTULO 4. Propuesta de Metodología .....	71
4.1 Introducción .....	71
4.2 Hipótesis y escenarios .....	71
4.3 Descripción de la Metodología.....	74
4.4 Implementación de Entradas de la Metodología .....	78
4.5 Implementación de la metodología.....	91
4.6 Implementación de Salidas de la Metodología .....	100
4.7 Conclusiones .....	111

## **CAPÍTULO 4. Propuesta de Metodología**

### **4.1 Introducción**

El objetivo principal de este capítulo es presentar una metodología nueva que le permita a los consumidores del sector industrial y de servicios, con un elevado consumo energético y con posibilidad de instalar generación renovable adicional, planificar y gestionar de manera óptima y dinámica sus recursos y consumos energéticos en aras de un beneficio económico, social y ambiental.

Esto implica, fundamentalmente, conocer su modo de consumir energía, incluyendo los beneficios y flexibilidad asociados a este consumo, así como los factores externos que pueden variarlo. Así mismo, tiene que tener unos mecanismos de compra de la energía eléctrica que le permitan conocer, aparte del precio de la energía, los costes de operación del sistema de suministro de energía eléctrica en los que puede participar y de esta forma afrontar su principal reto para el consumidor que es tomar de forma anticipada las decisiones que le permitirá la optimización de su gasto energético participando a la vez en la mejora de los beneficios sociales.

La metodología planteada busca la forma de mejor optimizar los costes energéticos del consumidor mediante generación distribuida y mecanismos de flexibilidad de la demanda. Está bien establecido que la gestión de la demanda contribuye de forma decisiva en la lucha contra el cambio climático, la mejora de la seguridad energética y la competitividad. Por otro lado, la creciente penetración de generación renovable en el entorno actual, también tiene una importante contribución en la seguridad energética. La reducción del consumo de energía contribuye a reducir la intensidad energética de la economía y la dependencia exterior. Así, al fomentar estas políticas de reducción, se disminuye el consumo energético y se evitan las emisiones de CO<sub>2</sub> innecesarias, ayudando a cumplir con el objetivo que se espera de España en la UE, en relación a estas reducciones de gases de efecto invernadero al mismo tiempo que se mejora la competitividad de las empresas.

### **4.2 Hipótesis y escenarios**

La reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> está relacionada con la creciente integración de fuentes de energía renovable. Sin embargo, una mayor penetración de fuentes de energía fluctuantes, como la solar y la eólica, dificultan la tarea de mantener un sistema predecible y confiable. Por lo tanto, la implementación de mecanismos que permitan un sistema de transmisión específico con el operador del sistema para interactuar directamente con los recursos de respuesta a la demanda podría ser beneficioso desde diferentes puntos de vista:

- a) Ambiental, ya que reduce la reserva de capacidad requerida de generación de energía térmica y evita las restricciones de energías renovables en períodos de exceso de generación.
- b) Económico, para los clientes mejorando sus oportunidades mediante medios para proporcionar servicios auxiliares a la red.
- c) Fiable, aumentando la cantidad y calidad de recursos rápidos para un funcionamiento más económico y confiable de la red.

De acuerdo con esto, la respuesta a la demanda se posiciona como un importante integrador de fuentes de energías renovables en la red, en donde ante variaciones en los precios del mercado eléctrico minorista y mayorista los clientes que hasta ahora habían tenido un rol pasivo tendrán la capacidad de formular sus patrones de consumo para conseguir incentivos. Por esta razón, es importante proporcionarles nuevas herramientas y mecanismos que les permitan estimar su potencial de respuesta a la demanda pues podría permanecer oculto en sus procesos de

producción. Para el correcto planteamiento de la metodología se tendrán en cuenta una serie de hipótesis de partida que a su vez se materializarán en distintos escenarios para evaluar el comportamiento ante ellos de la metodología planteada. Se busca a tal fin una metodología con carácter universal y plausible en diferentes escenarios posibles.

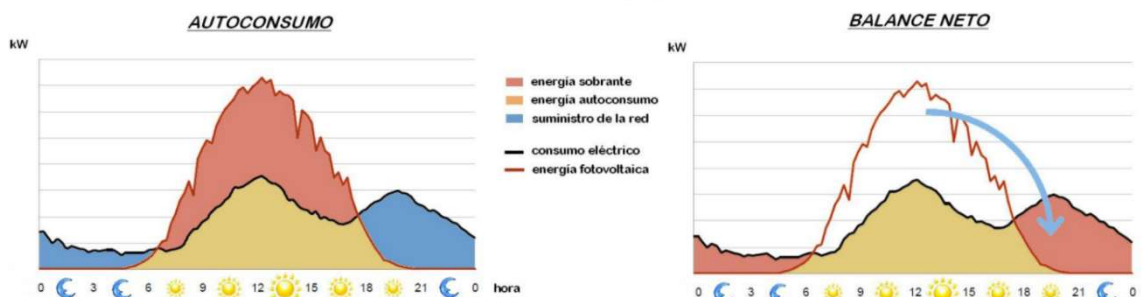
Las hipótesis de partida relevantes son:

**Hipótesis 1 Regulación:** Se asume que la generación renovable participará en el mercado eléctrico en igualdad de condiciones con respecto a la generación convencional (sin subvenciones). Bajo esta hipótesis se plantearán dos escenarios regulatorios. Cada uno de ellos llevará unos costes y resultados económicos asociados que se estudiarán posteriormente en detalle:

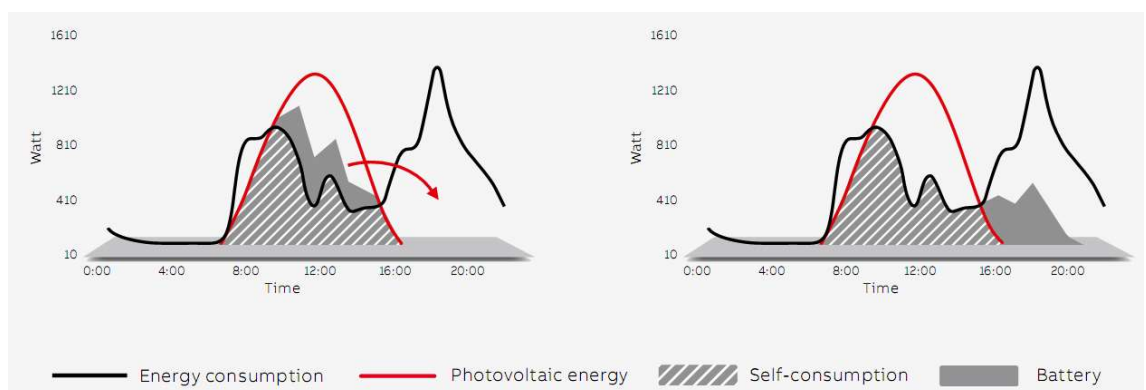
Escenario 1: Regulación restrictiva en materia de autoconsumo donde no está permitido ni el balance neto ni el autoconsumo compartido ni la venta de excedentes en la subasta eléctrica o través de contratos bilaterales a largo plazo (denominadas por sus siglas en inglés, Power Purchase Agreement, PPA) u Opciones.

Escenario 2: Regulación avanzada en materia de autoconsumo donde si está permitido el balance neto, el autoconsumo compartido o la venta de excedente en la subasta eléctrica o través de contratos PPAs u opciones.

Se denomina **Balance Neto** a un mecanismo por el cual se permite verter a la red eléctrica el exceso producido por un sistema de autoconsumo con la finalidad de poder hacer uso de ese exceso en otro momento. De esta forma, la compañía eléctrica que proporcione la electricidad (comercializadora) cuando la demanda sea superior a la producción del sistema de autoconsumo, descontará en el consumo de la red de la factura, los excesos vertidos a la misma, el cual se realiza mediante un contador bidireccional que permite medir la electricidad en ambos sentidos, la consumida y la vertida a la red.



**Figura 4.1:** Gráficas Autoconsumo y Balance Neto sin baterías (Fuente: Universidad Carlos III).



**Figura 4.2:** Gráficas Autoconsumo y Balance Neto con baterías (Fuente: Universidad Carlos III).



Se denomina **Autoconsumo Compartido** a la forma de Autoconsumo en donde varios consumidores obtienen electricidad de una misma instalación de generación renovable. Aunque todavía no existe una legislación clara en la materia, en términos generales, la instalación de autoconsumo debe ubicarse en la misma referencia que sus puntos de consumo, lo que evita que una gran planta pueda suministrar a sus clientes y vender el excedente a la red. Además, la electricidad generada por la instalación se repartirá entre los consumidores en función de la potencia que tengan contratada, salvo que exista un acuerdo diferente entre ellos. Esta cuota individual se salda cada hora, de modo que se inyecta en las redes la energía que no consuman cada 60 minutos, sin que puedan compensarse unos puntos de consumo con otros. Aunque en algunos tipos de autoconsumo se puede obtener un ingreso por la energía excedentaria, la imposición de una cuota individual es muy restrictiva y anula la principal ventaja de compartir una misma instalación, que es, precisamente, aprovechar toda la energía autogenerada y evitar que haya excedentes. En el cálculo de los peajes que le corresponda abonar a cada partícipe de la instalación, para los de carácter fijo se considerarán sus potencias contratadas y en el caso de los variables se calcularán por la diferencia de consumo de energía entre ellos.

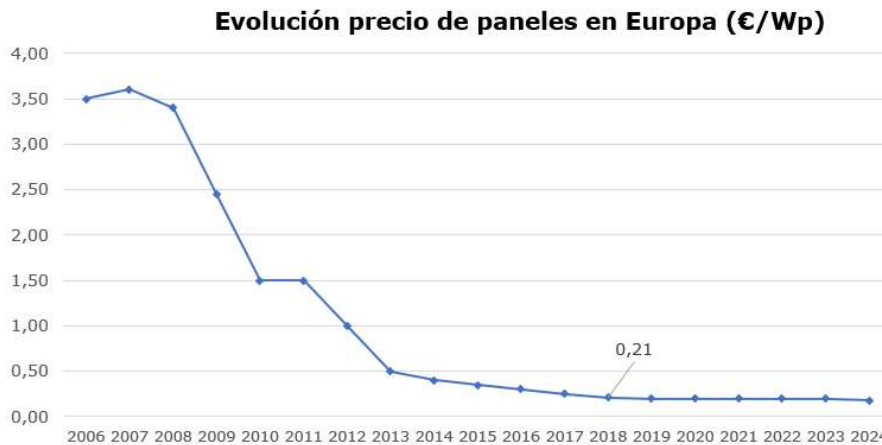
El acuerdo de compra de energía solar (**PPA**) es un acuerdo financiero en el que un desarrollador coordina el diseño, el permiso, el financiamiento y la instalación de un sistema de energía solar en la propiedad de un cliente a bajo costo. El desarrollador vende la energía generada al cliente de acogida a una tasa fija que, por lo general, es más baja que la tarifa minorista de la empresa de servicios públicos. Este precio más bajo de la electricidad sirve para compensar la compra de electricidad por parte del cliente de la red, mientras que el desarrollador recibe los ingresos de estas ventas de electricidad, así como los créditos fiscales y otros incentivos generados por el sistema. Los PPA suelen oscilar entre 10 y 25 años y el desarrollador sigue siendo responsable de la operación y el mantenimiento del sistema durante la vigencia del acuerdo. Al final del plazo del contrato de PPA, un cliente puede extender el PPA, hacer que el desarrollador elimine el sistema o elegir comprar el sistema de energía solar del desarrollador.

Finalmente, una **Opción** financiera es un instrumento financiero derivado que se establece en un contrato que da a su comprador el derecho, pero no la obligación, a comprar o vender bienes o valores a un precio predeterminado, hasta una fecha concreta (vencimiento). Existen dos tipos de opciones: opción de compra (call) y opción de venta (put).

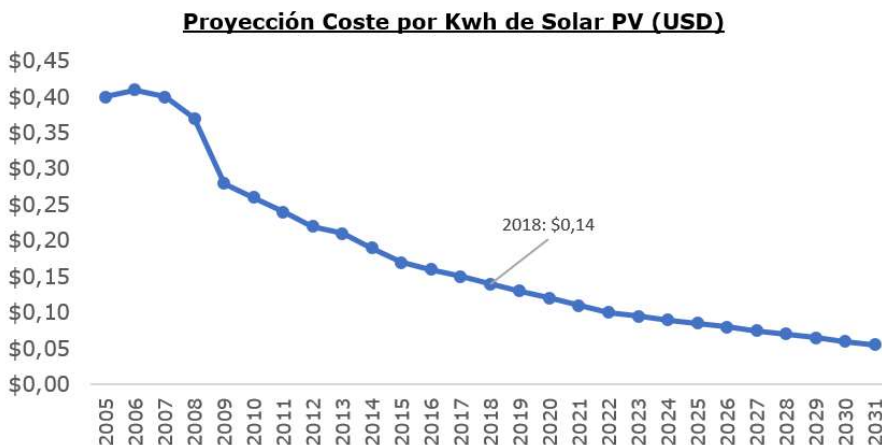
**Hipótesis 2 Tecnología:** Se supone un sector eléctrico dinámico en el tiempo y por lo tanto una evolución de la tecnología empleada y de sus costes asociados, evolución que será necesario predecir y analizar.

Escenario 1: Se considerarán los costes actuales que operan en el sector fotovoltaico en el año 2018 para los principales elementos que componen la instalación solar, a saber, módulos fotovoltaicos, estructuras, inversores y si procede su uso, las baterías.

Escenario 2: Se analizará la sensibilidad del precio de los elementos materiales que componen la instalación. Para ello se considerará un almacenamiento con baterías competitivo y un precio de panel fotovoltaico que ya ha alcanzado su madurez.



**Figura 4.3:** Gráfico evolución precio del panel en Europa (€/Wp) Fuente: Elaboración propia.



**Figura 4.4:** Gráfico proyección costes por kWh de los sistemas solares. (Fuente: DOE NREL Tecnología Solar. Reporte de Mercado).

**Hipótesis 3 Impacto en la Red Eléctrica:** La red eléctrica no es ajena a la penetración de energías renovables en su sistema, tanto en el proceso de planificación como de operación. Se precisa por lo tanto de un análisis de costes para ver en qué grado le afecta al operador de la red la introducción de renovables en sus costes de operación y mantenimiento.

Escenario 1: Se consideran los actuales porcentajes de penetración en generación distribuida, generación fotovoltaica, generación fotovoltaica autoconsumida y generación fotovoltaica autoconsumida con balance neto. Se consideran además los precios actuales de banda de regulación secundaria y terciaria que operan en los servicios complementarios.

Escenario 2: Se proponen unos nuevos porcentajes de penetración en generación distribuida, generación fotovoltaica, generación fotovoltaica autoconsumida y generación fotovoltaica autoconsumida con balance neto acordes a la evolución esperada de esta tecnología. Se analiza también la sensibilidad de los resultados obtenidos bajo diferentes escenarios de precios de regulación de banda secundaria y terciaria de los servicios complementarios (ver definiciones en el apartado 2.3.1.2 Servicios Complementarios del capítulo 2).

### 4.3 Descripción de la Metodología

La metodología propuesta es fruto de una combinación dinámica de los mecanismos de gestión de la demanda y opciones resultantes de la implantación de la generación distribuida, más concretamente fotovoltaica. La metodología establecerá los elementos de interacción entre las fases de respuesta a la demanda y generación con renovables permitiendo así la sinergia y complementariedad entre ambas.

En la metodología se distinguen tres fases, siendo la primera de ellas el estudio del consumo por procesos y aplicación de eficiencia energética no objeto de esta tesis.

- **Fase 0:** Análisis del consumo por procesos y eficiencia energética.

Estudio preliminar y detallado de todos los procesos objeto de consumo energético para mediante medidas de eficiencia energética (bien con reducción permanente de carga o si procede sustitución de tecnología), reducir el gasto sin necesidad de recurrir a mecanismos de flexibilidad de cargas. Esta fase no será objeto de esta tesis.

- **Fase I:** Gestión de la demanda: flexibilidad de cargas.

Los procesos de respuesta a la demanda son muy importantes pues existe un incremento gradual del consumo de recursos naturales para la generación de energía, además de un incremento masivo de generación de energía eléctrica renovable que pese a sus innumerables ventajas tiene el inconveniente de no poder almacenarse o suponer un coste excesivo su almacenamiento, ser impredecible por sus condiciones climatológicas y por lo tanto ser difícil su gestión. El consumidor, a través de una gestión avanzada de sus procesos de demanda de energía puede paliar estos efectos dejando de consumir o aumentando el consumo de ciertas cantidades de energía, recibiendo para ello una retribución adecuada, cuando este abastecimiento pudiera poner en peligro la seguridad del suministro o encarecer el precio eléctrico por encima de cotas razonables para los consumidores.

Los mecanismos de respuesta de la demanda pueden suponer un importante beneficio tanto para el sistema eléctrico como para los consumidores que se verán recompensados económicamente por sus servicios de operación prestados. Esta recompensa se debería establecer en base a la tradición histórica en el sector eléctrico, en donde todas las transacciones que se han realizado en dicho sector se han liquidado con el criterio de compartir igualitariamente los beneficios entre los agentes involucrados.

En esta fase de la metodología se estudiará la influencia que pueden llegar a tener estos programas de respuesta a la demanda en un determinado hábito de consumo. Más concretamente se estudiará el máximo beneficio esperado como consecuencia de una variación en el patrón de consumo en un momento determinado. Se pondrá a disposición del consumidor, mediante el uso de herramientas informáticas, la información de los costes incurridos por la reducción puntual de su consumo de energía (costes directos, costes de control de equipos y costes de almacenamiento), el tamaño (potencia y tiempo) y forma de la oferta de servicios (de reducción o aumento del consumo) energéticos, así como el tiempo requerido para implementar la modificación y la reanudación de la carga o las posibles limitaciones que puedan existir. De esta manera se establecerá un equilibrio entre lo que el consumidor esté dispuesto a pagar por el paquete de energía que necesite y el pago mínimo requerido por el consumidor para activar su flexibilidad y dejar de consumir ese mismo paquete de energía.

Para la buena consecución de esta fase, se deberán tener en cuenta una serie de parámetros que se definirán y detallarán en un apartado posterior de implementación de la metodología. Además, se verá que sensibilidad tiene en el resultado obtenido la variabilidad en el tiempo de los precios de operación en su banda de regulación secundaria y terciaria. A tal fin se identificarán los precios de regulación para el año en estudio y para los años posteriores, dichos precios serán implementados en la herramienta informática para la obtención de resultados en el ejercicio de flexibilidad de cargas. De esta manera cada escenario de precios escogido dará un resultado económico distinto, lo que dará una visión del impacto real de dichos precios de los servicios complementarios en el balance económico resultado de la metodología.

El análisis necesario para esta fase se basa en la utilización y mejora de una herramienta que fue desarrollada en el marco del proyecto "Demand Response in industrial production DRIP", cofinanciado por el Programa LIFE de Medio Ambiente de la Comisión Europea, y validado empíricamente en las cuatro experiencias piloto implementadas en dicho proyecto. A esta herramienta se le denominará DRIP en lo sucesivo.

La metodología presentada incorpora a la herramienta DRIP la evaluación del impacto de la generación fotovoltaica que pudiera tener instalada el consumidor. El programa simula el impacto de realizar acciones de flexibilidad. Al incorporarse la generación fotovoltaica disponible, se estaría añadiendo una restricción a la optimización que realiza la herramienta, ya que al incorporar fotovoltaica se reduce la demanda neta de la red. Por lo tanto, el consumidor podría reducir, como máximo, la demanda que tiene de la red, no su demanda total (que incluiría inyección de fotovoltaica). Esto quiere decir que, para cada hora, habría que verificar que la potencia reducible de la herramienta DRIP es menor o igual a la demanda neta de la red del consumidor (es decir, la diferencia entre la demanda de la instalación y la producción fotovoltaica).

- **Fase II:** Generación distribuida: Autoconsumo energético.

En esta fase que complementa a las dos anteriores, se analizarán las opciones existentes de incorporación de generación distribuida en el centro en estudio. Para ello se estudiará el factor de penetración y la repercusión económica que una instalación de generación distribuida, en el caso que nos ocupa de energía fotovoltaica, pudiera tener sobre el perfil de consumo ya existente en el centro o sobre el nuevo perfil de consumo obtenido tras la aplicación de las anteriores fases. La metodología contempla, en esta fase, la realización de varias simulaciones informáticas que serán llevadas a cabo hasta dar con la solución en tamaño y características de la instalación de autoconsumo que optimice la rentabilidad global del coste energético del centro de consumo estudiado. Para la buena consecución de la fase dos, se deberán tener en cuenta una serie de parámetros que serán definidos y detallados en el apartado de implementación de la metodología.

Se muestra a continuación el diagrama de bloques establecido para la metodología desarrollada. Como se aprecia en el diagrama, la metodología se estructura en tres grandes partes claramente diferenciadas, a saber, implementación de entradas, establecimientos de los elementos que constituyen las fases uno y dos, e implementación de salidas. A su vez, el bloque de entradas se subdivide en tres subapartados que constituyen el estudio de los procesos y sus perfiles de consumo, el tipo de instalación a acometer y el análisis de los precios que afectan al sistema. El segundo bloque presenta los elementos de interacción entre las fases y en él se establecerán

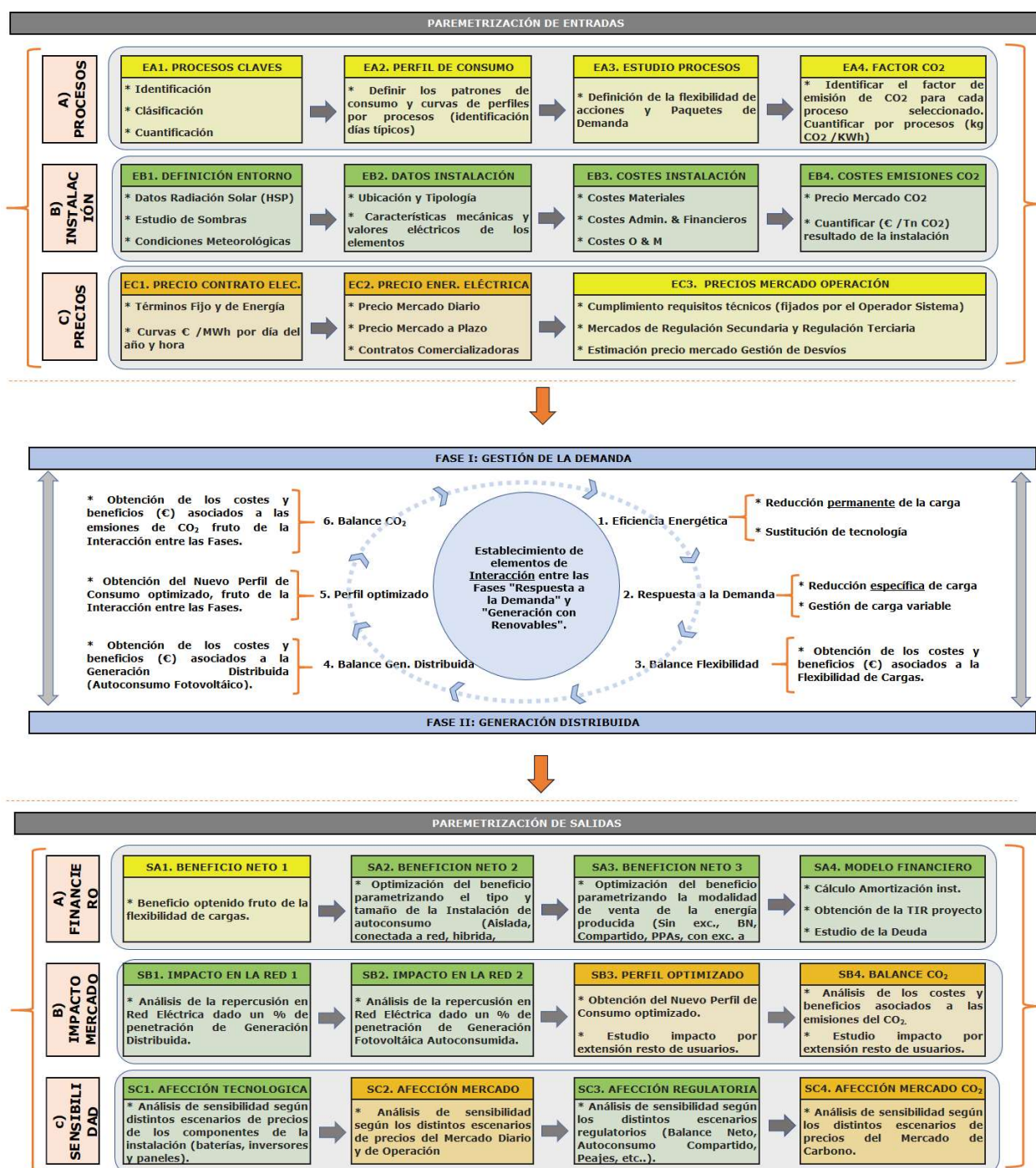
los mecanismos de eficiencia energética, los costes y beneficios de la flexibilidad de cargas, los costes de generación renovable, los perfiles de consumo y la respuesta a la demanda. Por último, el tercer bloque de implementación de salidas se subdivide en los estados financieros, el impacto de red y para finalizar el análisis de sensibilidades ante variaciones económicas, de tecnología o de legislación.

La herramienta escogida para esta segunda fase está fundamentada en "**HOMER**", (HOMER Pro® de HOMER Energy)<sup>7</sup>. El software de microgrid HOMER es el estándar mundial para optimizar el diseño de microgrid en todos los sectores. HOMER (Modelo de Optimización Híbrida para Recursos Múltiples de Energía) se ha convertido en un modelo que intentará simular un sistema viable para todas las combinaciones posibles del equipo que se desee considerar. Se trata de una aplicación de software desarrollada por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable en los Estados Unidos. Esta aplicación de software se utiliza para diseñar y evaluar técnica y financieramente tanto las opciones de sistemas de energía fuera de la red como dentro de la red. HOMER encuentra la combinación de componentes de menor costo que satisfacen las cargas eléctricas y térmicas. El programa simula la operación de un sistema por medio de cálculos de balances de energía para cada una de las 8.760 horas de un año. Para cada hora, HOMER compara la carga eléctrica y térmica con la energía que el sistema puede entregar en una hora. Para sistemas que incluyen baterías o generadores a base de combustibles, HOMER también decide para cada hora, cómo operar los generadores y cargar o descargar las baterías. Si el sistema satisface las cargas para todo el año, HOMER estima el costo del ciclo de vida del sistema, contabilizando el costo de inversión, costo de reemplazo, costos de operación y mantenimiento, combustible e intereses. El programa muestra los flujos de energía horaria para cada componente, así como los costos anuales y resumen del comportamiento. Finalmente, después de la simulación de todas las posibles configuraciones, HOMER despliega una lista de sistemas factibles, ordenados por costo de ciclo de vida, encontrándose el sistema de menor costo al principio de la lista. El programa es igualmente capaz de realizar análisis de sensibilidad para casi todos los datos al evaluar más de un valor para cada dato de interés.

---

<sup>7</sup> HOMER Software Training Guide for Renewable Energy Base Station Design. Arif Kassam – Field Implementation Manager

## Diagrama de Bloques de la Metodología Propuesta



Legenda:

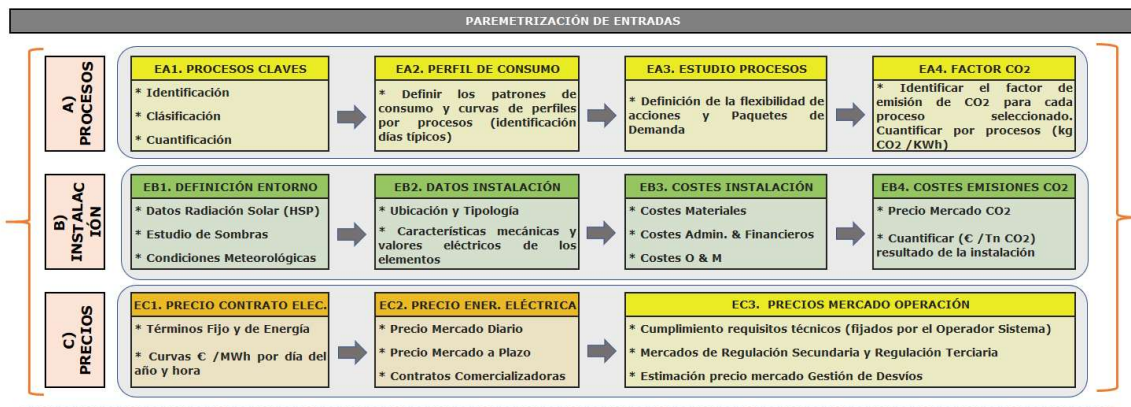
DR Entradas a la Gestión de la Demanda    GD Entradas a la Gestión Distribuida    Comun

**Figura 4.5:** Diagrama de bloques: Fases de la metodología (Fuente: elaboración propia).

### 4.4 Implementación de Entradas de la Metodología

En esta primera parte denominada "parametrización de entradas" se identifican tres grupos claramente diferenciados que el consumidor tendrá que poder detallar previamente para una correcta implementación de la metodología. Los tres grupos que conforman esta primera parte de la metodología, a saber, procesos, instalación

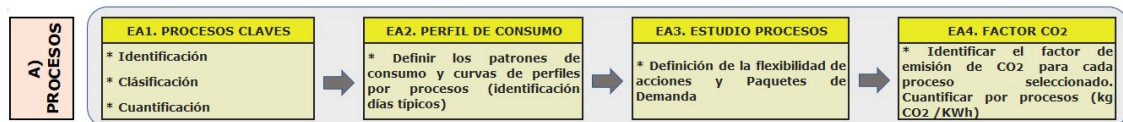
y precios, serán explicados con mayor precisión en sucesivos apartados de este mismo capítulo.



**Figura 4.6:** Diagrama de bloques: Parametrización de entradas (fuente: elaboración propia).

#### 4.4.1 Parametrización de los Procesos

En este apartado se describen los procesos que son necesarios establecer para un correcto planteamiento de la metodología. En efecto identificar, clasificar y cuantificar los procesos clave que son fuente de mayor consumo energético dentro de una organización es el primer paso a seguir para poder aplicar la metodología. En segundo lugar, se definirán los perfiles de consumo del lugar donde se va a acometer el trabajo y se establecerán los parámetros en cada proceso clave para definir la flexibilidad de acciones. Por último, a cada proceso se le asignará su factor de emisión de CO<sub>2</sub> para el posterior análisis en términos medioambientales de la solución propuesta.



**Figura 4.7:** Diagrama de bloques: Grupo procesos (fuente: elaboración propia).

##### 4.4.1.1 Procesos Clave (EA1)

A lo largo del estudio de esta metodología, se verá como la participación activa de los usuarios será directamente proporcional a la flexibilidad que presente su curva de consumo. Así su mayor o menor participación en la gestión de la demanda, dependerá de una serie de características que posean o no el tipo de procesos que incorpore su organización. Siendo así el primer paso necesario en todo estudio de gestión de la demanda una buena clasificación previa de todos los procesos susceptibles de consumir electricidad. Conocer los procesos, cuantificarlos, saber clasificarlos por su capacidad para ser conectados y desconectados de la red, o disponer de lugares para el almacenamiento de la energía son informaciones relevantes para el desarrollo de esta metodología.

Cada proceso identificado, quedará a su vez definido por una serie de indicadores cuyo objetivo será parametrizar la flexibilidad de las cargas. Para el ordenado establecimiento de los indicadores, estos se agruparán entre los indicadores pertenecientes al área técnica denominados a partir de ahora como Parámetros Técnicos y los pertenecientes al área financiera o Parámetros Financieros.

Pertenecientes al área técnica, se distinguirán los indicadores de banda de capacidad y los relativos a especificaciones técnicas para la entrega.

Establecimiento de indicadores de banda de capacidad:

- Hora de inicio (hh:mm)
- Nivel de potencia firme (kW)
- Potencia interrumpible (kW)
- Hora de finalización (hh:mm)
- Duración de la banda de interrupción (h)

Establecimiento de indicadores relativos a especificaciones técnicas para la entrega:

- Potencia adicional antes de cada interrupción (kW)  
    Tiempo mínimo de notificación previa (min)  
    Duración del período de preparación (h)
- Potencia adicional después de cada interrupción (kW) – variará en función del periodo de interrupción que se establezca.
- Duración del período de recuperación (h) – variará en función del periodo que dure la interrupción. Quedarán también establecidos los tiempos entre interrupciones y la duración máxima permitida para cada interrupción.

Pertencientes al área económica, se distinguirán los indicadores relativos a costes directos y los relativos a costes indirectos.

Establecimiento de indicadores relativos a costes directos:

- Fuentes de suministro alternativo  
    Coste del combustible (€/kWh)  
    Consumo anual (litros/año)  
    Coste del Mantenimiento anual (€/año)  
    Horas dedicadas a la flexibilidad (h/año)
- Amortizaciones de los equipos nuevos (control y monitorización)  
    Coste de capital (€/equipo)  
    Tiempo de vida esperado (años)  
    Horas dedicadas a la flexibilidad (h/año)
- Costes de control, monitorización y otros de los equipos existentes  
    Coste por hora (€/hora)

Establecimiento de indicadores relativos a costes indirectos:

- Coste laboral  
    Coste personal anual (€/empleado)  
    Horas a la semana (horas/semana)  
    Semanas al año  
    Tiempo dedicado a la acción objeto de flexibilidad (min/acción)
- Impacto en la producción  
    Coste por hora (€/hora)
- Otros  
    Coste por hora (€/hora)

#### **4.4.1.2 Perfil de Consumo (EA2)**

Será necesario conocer y disponer del perfil de consumo real del centro cuyo rendimiento se quiere evaluar y optimizar mediante la aplicación de la metodología. Los datos de consumo obtenidos serán cuarto-horarios y la unidad de medida será el kWh. Obtenidos los consumos cuarto-horarios será posible conocer los consumos totales por hora y por día del año.



Se analizará el perfil de consumo identificando en él patrones de consumo en función de los días laborables y no laborables, atendiendo al calendario laboral del año y localidad correspondientes al estudio llevado a cabo. Se identificarán igualmente, mediante curvas de perfiles de consumo por procesos los días típicos y los patrones de consumo atendiendo a las diferentes estaciones del año. De la misma forma se analizará su comportamiento tarifario según se produzca el consumo de día, de noche, en días laborables, en festivos o en función de la estacionalidad del año. Los días típicos representan patrones diarios repetibles de consumo para el cliente durante el año. Para obtener las curvas de carga diarias citadas, es necesario llevar a cabo el proceso descrito a continuación.

- El primer paso es identificar y eliminar los días que incluyen datos anómalos (falta de datos, apagones, periodos de mantenimiento, etc.).
- Luego, los perfiles diarios son comparados y agrupados por grupos (tipo de día) según patrones de consumo de energía similares tratando de reducir la desviación estándar de cada grupo tanto como sea posible. Cuando el valor de desviación estándar de todos los grupos se vuelve aceptable, la curva de carga eléctrica promedio de todos los días seleccionados se considera representativa de cada grupo (típico día).

Como se mencionó anteriormente, la herramienta de simulación permite a los clientes un análisis previo y construcción posterior de la curva de carga típica por medio de una interfaz de usuario amigable.

#### **4.4.1.3 Estudio por Procesos (EA3)**

La identificación de la flexibilidad de las cargas no es una tarea baladí para la mayor parte de los consumidores, porque depende en gran medida de la naturaleza del proceso productivo objeto del gasto energético. El objetivo de este estudio es precisamente, dotar de una metodología para la identificación primero del consumo de energía, su control y monitorización para posteriormente agrupar dicho consumo de energía en paquetes de demanda. El siguiente apartado estudia las características generales de las cargas ordenándolas según su carácter flexible.

Para clasificar las cargas de acuerdo a los requerimientos del suministro eléctrico se hace un escandallo lo más detallado posible de todos los procesos que determinan una carga. Los procesos individuales seleccionados serán ordenados siguiendo criterios de:

- ✓ Prioridad (indicando si el suministro es susceptible de ser cortado o no).
- ✓ Capacidad de almacenamiento (indicando si la interrupción del proceso implica la supresión del servicio o no).
- ✓ Capacidad de reorganizar el proceso (indicando con que antelación necesita ser reorganizado el proceso en caso de ser interrumpido).

Conocer todas estas características, asentarán las bases y parámetros para hacer un sistema flexible que permita una mayor respuesta y participación activa de la demanda. Una vez realizada la clasificación, se irán agrupando los diferentes procesos individuales de características similares para conformar Paquetes de Demanda (PDs). Así todos los PDs tendrán calidades y características parecidas, y se podrá negociar con ellos en los mercados eléctricos, subastarlos u ofrecérselos a las compañías comercializadoras. Históricamente, los grandes consumidores han identificado estos PDs para su uso en los mercados de interrumpibilidad.

Cada Paquete de Demanda se caracterizará por dos parámetros fundamentales:

- ✓ Su horizonte temporal que predice que cantidad de potencia puede absorber y que número de elementos de demanda.
- ✓ Su flexibilidad que nos informa sobre si el proceso sobre el que se quiere actuar puede o no ser modificado y en qué grado, así como el coste de la modificación.

Siguiendo estos dos últimos parámetros se proponen cuatro paquetes (PDs) para la futura participación de la demanda en los mercados eléctricos.

- 1) Largo plazo: en este paquete se incluyen aquellas cantidades de cargas que pueden ser demandadas con un año o más de antelación. Los procesos incluidos aquí conllevan casi siempre decisiones de inversión, actividades de reorganización o acciones orientadas a crecimientos estratégicos. Las estrategias de largo plazo no van a ser objeto de esta metodología.
- 2) Medio plazo: en este paquete se incluyen las cargas que pueden ser gestionadas con un horizonte de 24 horas. Se incluyen así, todos los procesos que pueden ser programados en dicho periodo de tiempo, y pueden implicar una reorganización de la actividad, así como la implementación de acciones de control para alcanzar la demanda prevista. Los PDs aquí incluidos son perfectos para participar en el mercado "one-day-ahead" así como en los mercados de reserva. La participación en estos mercados, requerirá de una comunicación especial para proveer al operador del mercado de la información exacta de la cantidad de energía que es capaz de entregar el cliente cada hora.
- 3) Corto plazo: Los paquetes de demanda aquí incluidos son aquellos que pueden controlarse con un espacio de tiempo de una hora, implicando un menor número de cambios en el proceso productivo o un control de las cargas que resulten más flexibles. Así también aquellas cargas que tengan algún tipo de capacidad de almacenamiento serán candidatas a formar parte de este grupo. Los paquetes de demanda a corto plazo, encajan muy bien en los "mercados del día después-balancing markets". Las cargas con las reducciones de ofertas se presentan hasta 30 minutos antes del despacho y suelen incluir su coste asociado. La participación en estos mercados, requiere de una comunicación extra con el operador del sistema que necesitará conocer la cantidad exacta de energía (cada 5 min) comercializada por el cliente para poder validarla.
- 4) Despachable: En este paquete se incluyen las cargas que pueden ser controladas en modo tiempo real. Estos paquetes de demanda permiten la participación en los mercados secundarios lo que requiere control y un canal doble de comunicación por cada conjunto de cargas que participen en los paquetes de demanda. Sin embargo, la participación de las cargas en estos tipos de actividades en tiempo real parece estar muy limitada debido a que la capacidad de almacenamiento en las instalaciones de los clientes es muy reducida en términos de kilovatios horas (kWh). Estos paquetes de demanda no son objeto de esta metodología.

Es importante resaltar que, para organizar la energía consumida por el cliente en paquetes de demanda, se debe de realizar un detallado estudio y descripción de todo el proceso productivo del consumidor. Una vez identificados los paquetes, el cliente podrá ofrecerlos al mercado y operador del sistema bien directamente o a través de comercializadores. Es importante remarcar que no solo se pueden incluir cargas en los paquetes de demanda, también se pueden incluir recursos de energía distribuida si están disponibles (como será el caso de la metodología de aplicación).

#### 4.4.1.4 Factor de emisión CO<sub>2</sub> (EA4)

Será necesario determinar los factores de emisión del CO<sub>2</sub> para cada uno de los procesos identificados en el estudio. Se tendrá en cuenta que debido a la alteración de las cargas variará inevitablemente el impacto ambiental del sistema en su conjunto y habrá que analizar y cuantificar en que proporción le afecta dicha variación al resultado global en términos económicos y ambientales.

Las emisiones atmosféricas evitadas pueden evaluarse considerando los coeficientes que calculan la cantidad de CO<sub>2</sub> por megavatio-hora emitido en cada período de tiempo. Esos factores pueden diferir según la combinación de generación de energía en el momento en consideración. Como ejemplo, los factores utilizados en España para cada período de tiempo se muestran en la siguiente tabla (Fuente: departamento de industria y vivienda):

Periodo	Factor Emisión $f_{e_k}$ (tCO <sub>2</sub> /MW)
Pico	0,750
Llano	0,649
Valle	0,517

El factor de emisión para el período pico suele ser más alto que para el resto de períodos, ya que las tecnologías más ineficientes suministran energía a estas horas (carbón. y combustible-gas). Así, las emisiones evitadas (AE) cuando la demanda se reduce o se desplaza a un período diferente se puede calcular por medio de la siguiente ecuación:

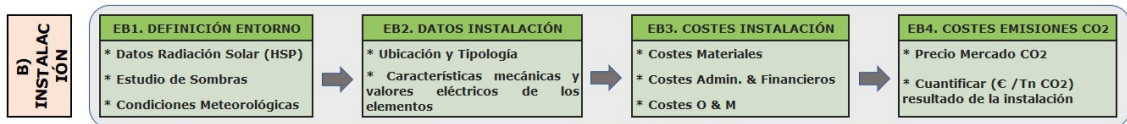
$$AE_s = \sum_{k=1}^3 E_1^k \cdot f_{e_k} - \left[ \sum_{k=1}^3 E_2^k \cdot f_{e_k} + \sum_{k=1}^3 E_3^k \cdot f_{e_k} \right] \quad \{2\}$$

Donde  $f_{e_i}$  son los factores de emisión para cada uno de los periodos  $i$  (pico, llano y valle) y  $E$  la energía consumida en dicho periodo.

De la misma manera se calcularán las toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas a la atmosfera consecuencia de la incorporación de generación distribuida (instalación de autoconsumo fotovoltaico) en el estudio llevado a cabo. A tal fin, se identificarán primero las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas durante la fase de fabricación e instalación de los elementos que constituyen la instalación, restando a dicho resultado, las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas a la atmosfera fruto de la generación de energía limpia a través de fuentes renovables durante los 25 años de vida útil de la instalación.

#### 4.4.2 Parametrización de la Instalación de generación

En este apartado se busca recopilar toda la información relacionada con la instalación fotovoltaica que se vaya a acometer. Para una buena implantación de la instalación se debe identificar y definir los datos del entorno, así como la ubicación y tipología de la misma. Además, previo a su construcción se debe plantear un correcto estudio de los costes que acompañan a la misma, no siendo objeto de esta tesis la fase previa de permisos legales, licencias o trámites con los ayuntamientos o compañías eléctricas. También en esta fase se analizan los costes de emisiones que se generan y evitan a la atmósfera con la instalación de un centro de generación fotovoltaica.

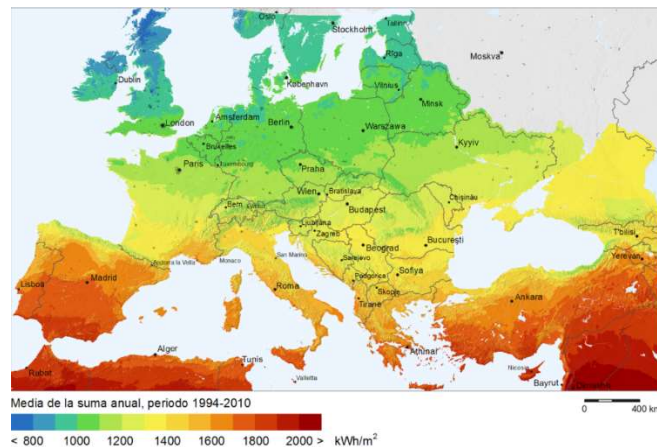


**Figura 4.8:** Diagrama de bloques: Grupo instalaciones (fuente: elaboración propia).

#### 4.4.2.1 Definición del entorno geográfico (EB1)

Será necesario conocer con antelación el entorno geográfico donde se desea implantar la metodología. En función de las características que presente dicho entorno los resultados variarán en mayor o menor medida. A efectos de la metodología estudiada, las principales características que se deben conocer son:

- Los datos de radiación solar (HSP, horas sol pico) del lugar donde se desea implantar la metodología. Como se puede observar en el mapa europeo de irradiación adjunto, España cuenta con unas condiciones muy beneficiosas en términos de Horas Sol Pico con cuotas que llegan a alcanzar los 1.900 kWh/m<sup>2</sup>/año en el sur del país, lo que contribuye al buen rendimiento de las instalaciones de fotovoltaicas asentadas en España.



**Figura nº4.9:** Irradiación Global Horizontal, Mapa Solar de GHI 2014 GeoModel Solar (Fuente: re.jrc.es.europa.eu/pvgis).

- Es importante realizar también un estudio de sombras del lugar donde se vaya a realizar la instalación pues solo de esta manera se podrán prevenir fallos como puntos calientes en las células fotovoltaicas o falta de rendimiento en las series debido a sombras parciales en los módulos. En función de la complejidad y tamaño de la instalación existen programas informáticos que realizan este tipo de estudios.



Una sombra lejos de reducir la temperatura de las células del módulo al que esté afectando, lo que hace es incrementar su temperatura hasta llegar a producir un punto caliente que acaba a su vez, provocando la rotura del cristal y por lo tanto del módulo. En efecto, la célula en sombra ve forzado su rendimiento al ir conectada en serie con el resto de células del módulo que siguen expuestas a la luz del sol y donde por lo tanto la producción de energía es mayor. Así, las células en sombra trabajan más forzadas para igualar la producción con el resto de células incrementando su temperatura.

Anotar que al igual que una sombra, la suciedad en la superficie expuesta del módulo a la radiación solar tiene el mismo efecto dañino en el módulo. Es por ello que se debe tener especial cuidado si en la zona existe abundancia de aves, polvo etc.. Siendo los excrementos de ave en particular, especialmente dañinos, ya que son muy ácidos y corroen la superficie cristalina del módulo impidiendo que la radiación solar incida con normalidad en la zona afectada y haciendo que este se sobrecaliente hasta el punto en el que la diferencia de temperatura sea tan elevada que haga estallar la superficie cristalina del módulo y abraza el tedlar protector de la parte posterior del módulo.



La imagen muestra las consecuencias de un estudio de sombras incorrecto en una instalación fotovoltaica en donde se observa como una serie produce un sombreado parcial sobre su anterior serie. Si los módulos son estándares este efecto podría anular completamente la producción de la serie a pesar de darles el sol en una parte de la misma.

Tampoco se debe obviar las condiciones meteorológicas del lugar destinado a la instalación, pues condiciones climatológicas adversas como fuertes rachas de viento, cargas excesivas de nieve, salinidad extrema, o lluvias torrenciales pueden afectar a la resistencia mecánica y estructural de los elementos de la instalación si no están diseñados previamente para tales condiciones atmosféricas. Es por ello que se debe de cotejar con las fichas técnicas y certificaciones de los productos objeto de la instalación su capacidad para superar tales condiciones.

Rango de funcionamiento	
Temperatura	-40°C a +85°C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V (IEC)/ CLASS II
Carga Máxima Viento / Nieve	2400 Pa
Máxima Corriente Inversa (IR)	15,1 A
*Especificaciones eléctricas medidas en STC. NOCT: 47±2°C. Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).	

**Figura n°4.10:** Rango de funcionamiento de un módulo fotovoltaico (catálogo A-315P ULTRA de Atersa).

#### **4.4.2.2 Datos de la Instalación (EB2)**

Existen numerosos tipos de instalaciones fotovoltaicas posibles de acometer, así, dependiendo del tipo de instalación seleccionado, los resultados, tanto en términos de rendimiento y amortización económica como de producción solar, serán diferentes. Es por ello que se deberán determinar previamente las siguientes características de la instalación:

Ubicación: se debe conocer las coordenadas del emplazamiento de la instalación para acometer los estudios previamente mencionados de rendimiento solar conociendo las horas sol pico del lugar, así como el estudio de sombras o prever factores meteorológicos adversos.

Tipología: Se debe conocer el propósito de la instalación ya que puede tratarse de una instalación de conexión a red, de autoconsumo puro o con balance neto, o aislada con elementos de acumulación. Además, también es determinante para realizar una buena implantación de la instalación conocer si los módulos irán sobre estructura fija o con seguidor a un eje o doble eje, así como el grado de inclinación y orientación de los módulos o saber si se emplazarán sobre terreno, sobre cubierta o menos probable sobre agua.

Características eléctricas y mecánicas: Se solicitará una descripción técnico detallada de los diferentes elementos que constituyen la instalación a acometer. Conocer las características mecánicas y los valores eléctricos de los elementos, así como su compatibilidad entre ellos y con la legislación vigente (marcado CE, compatibilidad eléctrica, certificaciones, garantías contractuales, etc..) es importante para la buena consecución y puesta en marcha de la instalación.

#### **4.4.2.3 Costes de la Instalación (EB3)**

Es necesario contar con un estudio detallado de los costes materiales de los elementos que componen la instalación a acometer. Estos costes serán principalmente los costes de los módulos solares (que representan alrededor del 40% del coste total), los inversores, la estructura y las baterías si las hubiera. Importante contemplar los costes correctos de transporte de los mismos hasta pie de obra.

Adicionalmente se deberán conocer los costes de los sistemas de seguridad, los costes de los elementos necesarios para la conexión en media y baja tensión, así como los costes de mantenimiento, monitorización (incluidos los materiales de repuestos futuros) y desmantelamiento de la instalación al final de su vida útil. También será necesario contemplar todos los costes derivados de la obra civil para acometer la instalación, así como los seguros requeridos para evitar sobrecostes futuros.

Por otro lado, serán relevantes los costes administrativos incurridos para la obtención de licencias, legalización de la instalación, así como los ratios financieros previstos para acometer la inversión. Si se tiene en cuenta que la instalación tiene prevista una duración de 25 años o incluso de 30 años será preciso conocer la evolución financiera de la misma mediante estimaciones anuales de ratios de inflación.

Con la información obtenida se desarrollan dos modelos económicos donde poder analizar los ratios económicos relevantes para la toma de decisiones. El primero de ellos es un modelo básico y sencillo para el cálculo de la amortización de la instalación, y el segundo de mayor complejidad tiene además en cuenta la necesidad de financiar la deuda requerida para hacer frente a la inversión.

**Modelo Simple:** en el modelo de cálculo simple el ahorro se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Ahorro} = \text{kWh solares} * \text{precio energía} - \text{Coste mantenimiento (€/kWp)} * \text{kWp}.$$

Obtenido el ahorro anual conseguido gracias a la energía producida por la instalación fotovoltaica es sencillo obtener los ratios de amortización de una instalación fotovoltaica. Ratios que dependerán casi por completo del coste acometido en la instalación fotovoltaica.

**Modelo Completo:** En un modelo de cálculo más complejo donde por la magnitud de la inversión se requiera financiar la deuda se plantea la siguiente hoja de cálculo para la obtención de los datos de TIR y de amortización del proyecto.

La Tasa Interna de Retorno (**TIR**) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el Valor Actualizado Neto (VAN). También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado.

El valor actual neto (**VAN**), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Dicha tasa de actualización (k) o de descuento (d) es el resultado del producto entre el coste medio ponderado de capital (CMPC) y la tasa de inflación del periodo. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

El ratio de cobertura del servicio de la deuda (**RCS**) compara el flujo de caja disponible en un período, con el servicio de la deuda (devolución del principal más pago de los intereses).

DATOS CLIENTE PARA AUTOCONSUMO FV																						
<b>PROYECTO / CLIENTE:</b>	Universidad Politecnica de Valencia y Universidad de Valencia																					
<b>UBICACIÓN:</b>	Campus Universitario																					
<b>Tarifa de acceso:</b>	6.1A																					
<b>Facturación total (sin IVA):</b>																						
<b>Importe avg factura mensual:</b>																						
<b>Fecha factura:</b>																						
<b>kWh/año:</b>																						
<b>kWh/mes:</b>																						
<b>Superficie instalación (m²):</b>																						
<b>Precio Energía €/kWh</b>																						
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Potencia contratada (kW):</th> <th>Consumo (kWh/mes):</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><b>P1:</b></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td><b>P2:</b></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td><b>P3:</b></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td><b>P4:</b></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td><b>P5:</b></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td><b>P6:</b></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Potencia contratada (kW):	Consumo (kWh/mes):	<b>P1:</b>			<b>P2:</b>			<b>P3:</b>			<b>P4:</b>			<b>P5:</b>			<b>P6:</b>		
	Potencia contratada (kW):	Consumo (kWh/mes):																				
<b>P1:</b>																						
<b>P2:</b>																						
<b>P3:</b>																						
<b>P4:</b>																						
<b>P5:</b>																						
<b>P6:</b>																						
PROPUESTA DE AUTOCONSUMO FV																						
<b>Tipo Instalación:</b>	Autoconsumo fotovoltaico con excedentes acogida a compensación (modalidad: simplificada).																					
<b>Potencia Pico (kWp):</b>																						
<b>Producción anual instalación (kWh/año):</b>																						
<b>Radiación global horizontal (kWh/m²/año):</b>																						
<b>Irradiación Ga (α,β) (kWh/m²/año):</b>																						
<b>PRG:</b>																						
<b>% Penetración (Generación fv aprovechada/consumo total):</b>																						
<b>% Aprovechamiento instalación (Generación fv aprovechada/generación fv posible):</b>																						
<b>Producción anual de la instalación (KWh/Año):</b>																						
<b>Ahorro anual sobre la factura (C):</b>																						
MODELO ECONÓMICO																						

MODELO							
Producción anual de la instalación (KWh/Año):							
Degradación anual de los módulos:							
Coste O&M y correctivo (%/ingresos):	15%						
Seguros (%/ingresos):	0,30%						
Coste EPC (C/Wp):							
Inversión (€):							
Inversión con impuestos							
Porcentaje de ahorro sobre la factura:							
Porcentaje de producción sobre el consumo:							
Ahorro mensual sobre la factura (€):							
Tiempo de retorno (años):							
Sin Apalancamiento							
Resultados de la inversión	TIR						
Ahorro a 15 años*							
Ahorro a 25 años*							
* Una vez amortizada la inversión							
Con Apalancamiento (80% de la inversión)							
Resultados de la inversión	TIR						
Ahorro a 15 años*							
Ahorro a 25 años*							
RESULTADOS DE RENTABILIDAD							
Tarifa de consumo (€/kWh):							
(Potencial Ahorro)							
Peaje de respaldo:							
Tarifa de ahorro:							
Total ingresos anuales:							
IPC Previsto:							
Disminución del IPC:							
Subidas por encima del IPC:							
Incremento anual de tarifa:							
Análisis de Flujo de Fotovoltaica							
Ejercicio	0	1	2	10	11	12	25
Potencia Pico (kWp)							
Irradiación Ga (α,β) kWh/m²/año							
PRG							
kWh/kWp							
Degradación paneles							
Producción (kWh)							
Efecto Neto IPC							
Efecto Acumulado							
Tarifa actualizada (€/kWh)							
Ingresos generados por la venta de excedentes							
<b>Total ingresos (€)</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>
Valor Inversión							
O&M							
Seguros							
<b>Total Costes (€)</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>
Margen de explotación (€)							
<b>Impuestos especiales sobre el autoconsumo</b>							
Imp.Esp. s/potencia Instalada							
Imp.Esp. s/energía autoconsumida							
<b>Fiscalidad sin Financiación</b>							
Base imponible Impuesto Sociedades (IS)							
Impuesto Sociedades/Cto Fiscal (25% del 50%)							
Dev. IGIC + Desgravación IS (25% Inversión)							
Servicio de la Deuda (Cuota)							
Amortización							
Intereses							
<b>Fiscalidad con Financiación</b>							
Base imponible Impuesto Sociedades							
Impuesto Sociedades/Cto Fiscal (25% del 50%)							
Dev. IGIC + Desgravación IS (25% Inversión)							
RCSD							
Ratio Cobertura Servicio Deuda							
Amortización contable (años)							
Cash Flow sin financiación							
Cash Flow con financiación							
Saldo Cuenta cliente (sin financiación)							
Saldo Cuenta cliente (con financiación)							

**Figura nº4.11:** Modelo económico para la obtención de la rentabilidad del proyecto con opción de financiación (Fuente: Elaboración propia).

#### 4.4.2.4 Costes de las Emisiones CO<sub>2</sub> (EB4)



Para realizar un adecuado estudio de costes del CO<sub>2</sub> dentro de la metodología, se deberán conocer primero los procesos objeto de emisiones del CO<sub>2</sub>, así como los precios que rigen el mercado de emisiones durante el periodo analizado.

Se considerará por un lado los costes de internalización del CO<sub>2</sub> fruto de las variaciones que en términos de CO<sub>2</sub> (Tn) se producen consecuencia del resultado de priorización de las cargas o gestión de la demanda (Tn de CO<sub>2</sub> añadidas o evitadas a la atmósfera por flexibilidad de cargas). Para un análisis más preciso en este ámbito, deberá tenerse en cuenta que el coste de la energía no sigue la misma tendencia que el coste de su CO<sub>2</sub> asociado por lo que deberá de considerarse este aspecto en el balance total del coste del CO<sub>2</sub>.

Se calculará por otro lado el periodo de retorno en años que supone el gasto en Tn de emisiones de CO<sub>2</sub> incurridas durante la fabricación, transporte e instalación de elementos que constituyen la instalación de autoconsumo planteada, frente a la generación de energía limpia de emisiones contaminantes durante los 25 años que dure la vida útil de la planta. En términos generales se suele decir que una instalación de generación fotovoltaica tarda una media de dos a tres años en recuperar el gasto en emisiones incurridos para su construcción y puesta en marcha con materiales y transporte incluido. Esto supone una generación libre de emisiones durante 22 a 23 años.

#### 4.4.3 Parametrización de los Precios

El último apartado dentro de la parametrización de entradas está relacionado con los precios. Se distinguirán tres grupos de precios, los precios del contrato eléctrico, los precios de la energía eléctrica en el mercado diario y los precios del mercado de operación.



Figura nº4.12: Diagrama de bloques: Grupo precios (Fuente: elaboración propia).

##### 4.4.3.1 Precio Contrato Eléctrico (EC1)

El término de potencia en electricidad, también conocido como término fijo, es uno de los dos principales componentes en la factura eléctrica. Este concepto determina la potencia contratada que hay en una vivienda o empresa.

El término de energía es un coste variable en función del consumo. El importe que hay que abonar por este concepto es el resultado de multiplicar la energía consumida durante el período de facturación que corresponda, por el precio del término de la energía que dependerá de la tarifa o producto que se tenga contratado.

Además, en función del país donde se quiera desarrollar la metodología será necesario conocer la tarifa de acceso a la que se encuentre acogido el consumidor, los términos de exceso de potencia, consumo de reactiva o los tipos impositivos que operen en el sistema eléctrico del país.

Conociendo los términos de la factura eléctrica del centro donde se va a acometer el estudio y por lo tanto sus costes eléctricos incurridos, se obtendrán para su análisis las curvas €/MWh por día del año y hora. Se identificarán en dichas curvas los patrones de picos de consumo y de gasto energético para poder incidir en ellos de manera que se aminoren los costes del sistema. Con esta información, se evaluarán los beneficios económicos obtenidos consecuencia de la implantación de una

instalación con autoconsumo energético y tras la aplicación de la flexibilidad de cargas.

#### **4.4.3.2 Precio Energía Eléctrica (EC2)**

El mercado diario, como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado. Conocer los precios actuales del mercado diario de la energía, así como prever su evolución en los años posteriores a la implantación de la metodología será necesario para hacer un buen diagnóstico de los resultados que se esperan fruto de la combinación de la instalación de generación fotovoltaica y del ejercicio de flexibilidad de cargas. A tal fin, se realizarán análisis de sensibilidad de precios para ver el impacto que tiene el precio del mercado diario en la metodología.

El mercado a plazo es el mercado en el que se negocian compraventas de activos con liquidación futura, a un precio fijado en el momento de la contratación de la operación. A diferencia del mercado de futuros, no existe una cámara de compensación que se interponga entre las partes ni los plazos están normalizados. También existe la opción de plantear una solución a la metodología planteada con un precio pactado y establecido en el mercado a plazo.

Todas las opciones anteriormente planteadas pueden establecerse mediante contratos con comercializadoras o acceder a ellas libremente.

#### **4.4.3.3 Precios Mercado Operación (EC3)**

Como se ha visto en capítulos previos, la gestión de desvíos es el mecanismo que utiliza el operador del sistema (OS) para resolver desequilibrios entre la oferta y la demanda que puedan identificarse unas pocas horas antes del despacho, tras la celebración de cada mercado intradiario.

Por otro lado, restricción técnica es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema de producción-transporte que por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro requiera la modificación de los programas de energía. Se identifican restricciones debidas a:

- Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras una contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del Sistema Eléctrico.
- Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.
- Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la red de transporte.
- Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

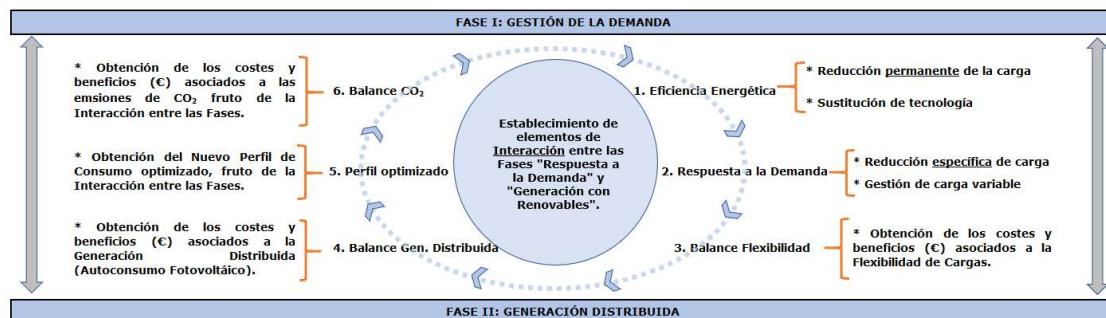
Los Mercados de Regulación Secundaria se definen como el margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Permite al OS disponer de una reserva de capacidad disponible muy flexible (comienzo de la respuesta en no más de 30 segundos y con capacidad de mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta poder ser reemplazada por la regulación terciaria) para resolver de forma automática desequilibrios significativos entre generación y demanda.

Los  Mercados de Regulación Terciaria  están constituidos por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de todos los grupos generadores del sistema que puede ser movilizada en un tiempo no superior a quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas, con objetivo de reconstruir la reserva de regulación secundaria. Es el mecanismo que tiene por objetivo que, en caso de que se haga uso de la banda secundaria por causa de una contingencia, pueda restituirse la reserva de banda. Este servicio es de carácter obligatorio para las unidades de producción que pueden ofrecerlo. Al contrario que en el caso de la reserva secundaria, los generadores sólo perciben ingresos por este servicio si es utilizado por el OS.

Los precios del mercado de operación en su banda de regulación secundaria y terciaria son considerados a través de la herramienta DRIP que utiliza la metodología aquí descrita para calcular la relación coste beneficio que el consumidor obtendrá fruto del movimiento de las cargas. Se plantea, además, un análisis de sensibilidad con los precios del mercado de operación para ver que influencia tienen dichos costes sobre el resultado económico final que percibe el cliente una vez aplicada la metodología.

#### 4.5 Implementación de la metodología

El siguiente esquema busca establecer de manera resumida y gráfica los elementos de interacción entre las dos fases que se han establecido en la metodología, a saber, respuesta a la demanda y generación con renovables. Los elementos de interacción que serán ampliados en apartados posteriores son eficiencia energética, respuesta a la demanda, flexibilidad, generación distribuida, perfil de consumo y balance obtenido de CO<sub>2</sub>.



**Figura nº4.13:** Elementos de interacción entre las fases (Fuente: elaboración propia).

Antes de dar paso a la descripción de cada uno de los elementos de interacción entre las fases, se describen los índices de comportamiento para la evaluación de soluciones al problema de optimización que se plantea en la metodología.

Se definen dos índices de **ahorro económico** por cada uno de los dos procesos que operan en cada fase descrita de la metodología.

**Fase 0:** Eficiencia Energética en donde se actúa sobre la carga estacionaria del sistema.

#### Proceso 1: Balance económico por reducción de consumo

$$IO_{P1} = \sum_{k=1}^n E_i^k p_k - \sum_{k=1}^n E_{f0}^k p_k - C_{ee} \quad \{3\}$$

**Nota:**

**IO<sub>P1</sub>:** Indicador proceso 1 Fase 0 (€)

**E<sub>i</sub>:** Energía inicial previo Fase 0 (kWh)

**P<sub>k</sub>**: Precio de la electricidad en el periodo k (€/kWh)  
**E<sub>f0</sub>**: Energía final tras aplicación fase 0 (kWh)  
**C<sub>ee</sub>**: Costes incurridos medidas eficiencia energética (€)

### Proceso 2: Balance económico por reducción de emisiones

$$IOP2 = [ \sum_{k=1}^n E m_i^k f_k - \sum_{k=1}^n E m_{f0}^k f_k ] * P_{CO2} \quad \{4\}$$

**Nota:**

**IOP2**: Indicador proceso 2 Fase 0 (€).  
**E<sub>mi</sub>**: Emisiones CO<sub>2</sub> generadas por los procesos iniciales (Tn CO<sub>2</sub>).  
**E<sub>mf0</sub>**: Emisiones CO<sub>2</sub> generadas posteriores a la aplicación Fase 0 (Tn CO<sub>2</sub>).  
**P<sub>CO2</sub>**: Precio mercado de emisiones (€/TnCO<sub>2</sub>)  
**f<sub>k</sub>**: factor de emisión de CO<sub>2</sub> en periodo de pico, punta y valle (Tn CO<sub>2</sub>/ kWh)

**Fase 1:** Respuesta a la demanda en donde se actúa sobre la carga variable del sistema.

### Proceso 3: Balance económico por respuesta a la demanda (precios)

$$I1P3 = \sum_{k=1}^n E_{f0}^k p_k - \sum_{k=1}^n E_{f1}^k p_k \quad \{5\}$$

$$\sum_{k=1}^n E_{f1}^k p_k = [ \sum_{k=1}^n E_1^k p_k - [ \sum_{k=1}^n E_2^k p_k + \sum_{k=1}^n E_3^k p_k ] - C_{VAR}$$

**Nota:**

**I1P3**: Indicador proceso 3 Fase 1 (€).  
**E<sub>f0</sub>**: Energía final tras aplicación fase 0 (kWh)  
**E<sub>f1</sub>**: Energía final tras aplicación fase 1 (kWh)  
**P<sub>k</sub>**: Precio de la electricidad en el periodo k (€/kWh)  
**E<sub>1</sub>**: Energía que se reduce durante los eventos de DR (kWh).  
**E<sub>2</sub>**: Energía adicional consumida antes de los eventos DR (kWh).  
**E<sub>3</sub>**: Energía adicional consumida después de los eventos DR (kWh).  
**C<sub>VAR</sub>**: Costes variables por la aplicación de los programas de DR (€).

### Proceso 4: Balance económico por reducción de emisiones por DR

$$I1P4 = [ \sum_{k=1}^n E m_{f0}^k f_k - \sum_{k=1}^n E m_{f1}^k f_k ] * P_{CO2} \quad \{6\}$$

**Nota:**

**I1P4**: Indicador proceso 4 Fase 1 (€).  
**E<sub>mf0</sub>**: Emisiones CO<sub>2</sub> generadas previo a los eventos de DR (Tn CO<sub>2</sub>).  
**E<sub>mf1</sub>**: Emisiones CO<sub>2</sub> generadas posteriores a la aplicación Fase 1 (Tn CO<sub>2</sub>).  
**P<sub>CO2</sub>**: Precio mercado de emisiones (€/TnCO<sub>2</sub>)  
**f<sub>k</sub>**: factor de emisión de CO<sub>2</sub> en periodo de pico, punta y valle (Tn CO<sub>2</sub>/ kWh)

**Fase 2:** Generación Distribuida

### Proceso 5: Balance económico por Generación FV (autoconsumo)

$$I2P5 = \sum_{k=1}^n E_{f1}^k p_k - \sum_{k=1}^n E_{f2}^k p_k - C_{GD} + I_{GD} \quad \{7\}$$

**Nota:**

**I2P5**: Indicador proceso 5 Fase 2 (€).  
**E<sub>f1</sub>**: Energía final tras aplicación fase 1 (kWh)  
**E<sub>f2</sub>**: Energía final tras aplicación fase 2 (kWh)  
**P<sub>k</sub>**: Precio de la electricidad en el periodo k (€/kWh)  
**C<sub>GD</sub>**: Costes de la Generación Distribuida (Costes Instalación de Fotovoltaica) (€)  
**I<sub>GD</sub>**: Ingresos de la Generación Distribuida por el excedente de energía vendido a la red&PPA (€).

### Proceso 6: Balance económico por reducción de emisiones por GD

$$I2P6 = [ \sum_{k=1}^n E m_{f1}^k f_k - \sum_{k=1}^n E m_{f2}^k f_k + \sum_{k=1}^n E m_{f2}^k f_k ] * P_{CO2} \quad \{8\}$$

**Nota:**

**I<sub>2P6</sub>**: Indicador proceso 6 Fase 2 (€).

**E<sub>mf1</sub>**: Emisiones CO<sub>2</sub> generadas previo a la instalación fotovoltaica (Tn CO<sub>2</sub>).

**E<sub>mf2</sub>**: Emisiones CO<sub>2</sub> generadas tras la Fase 2, es decir considerando la no emisión de CO<sub>2</sub> por la energía autoconsumida gracias a la instalación fotovoltaica (Tn CO<sub>2</sub>).

**E<sub>mf3</sub>**: Emisiones CO<sub>2</sub> generadas por los materiales de la instalación fotovoltaica (Tn CO<sub>2</sub>).

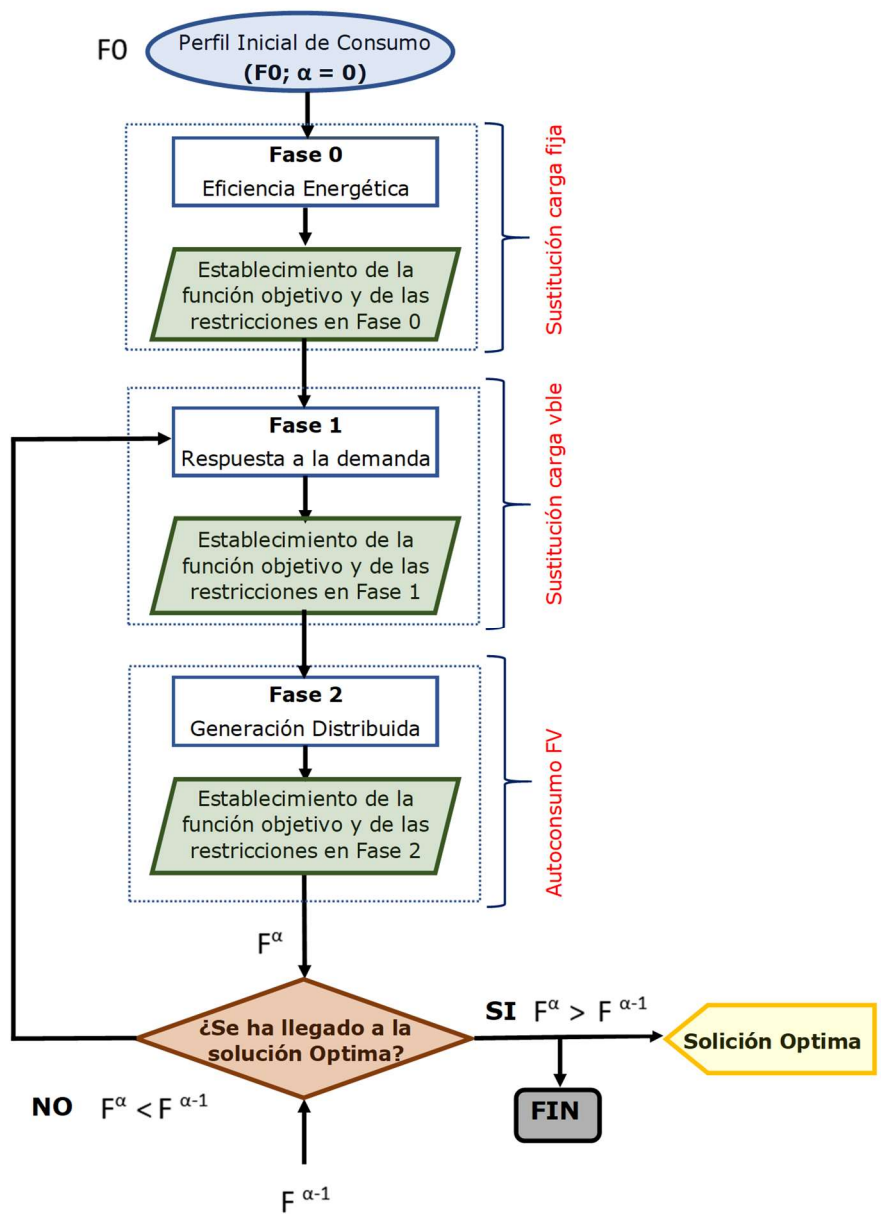
**P<sub>CO2</sub>**: Precio mercado de emisiones (€/TnCO<sub>2</sub>).

**f<sub>k</sub>**: factor de emisión de CO<sub>2</sub> en periodo de pico, punta y valle (Tn CO<sub>2</sub>/ kWh)

Al final, el resultado económico de proporcionar servicios de Eficiencia Energética, servicios de Respuesta a la Demanda o la posibilidad de Generación Distribuida a un cliente industrial viene determinado por la suma de las expresiones {3}, {4}, {5}, {6}, {7} y {8}. Estudios de rentabilidad de los procesos acometidos serán detallados con posterioridad.

$$\mathbf{I_{total} = I_{0P1} + I_{0P2} + I_{1P3} + I_{1P4} + I_{2P5} + I_{2P6}}$$

Finalmente se realiza un estudio de optimización mediante un proceso iterativo que opera mediante comparación de las "F" de la siguiente forma:



**Figura nº4.14:** Diagrama de procesos iterativos para la optimización de la solución buscada en la metodología.

#### 4.5.1 Eficiencia Energética

La eficiencia energética es el uso eficiente de la energía, o, dicho de otro modo, la manera de optimizar los procesos productivos y el empleo de la energía, utilizando lo mismo o menos para producir más bienes y servicios (es decir, producir más con menos energía). Las organizaciones que son consumidores directos de la energía pueden reducir el consumo energético para disminuir costos y promover viabilidad económica, política y ambiental. El consumo de la energía está directamente relacionado con la situación económica por lo que es necesaria una aproximación global que permita el diseño de políticas de eficiencia energética. Políticas que en su mayor parte conllevan propuestas de sustitución de tecnología o reducción permanente de carga. Cabe señalar que, en el ámbito de las políticas de demanda, la eficiencia energética es el principal instrumento para mejorar la seguridad energética. La reducción del consumo de energía contribuye a reducir la intensidad energética de la economía y la dependencia exterior. Así, al fomentar la eficiencia

energética, se reduce el consumo energético y se evitan las emisiones de CO<sub>2</sub> innecesarias, ayudando a cumplir el objetivo que se esperan de la UE, en relación a estas reducciones de gases de efecto invernadero. La eficiencia energética debería ser pues el primer paso a considerar por cualquier consumidor dispuesto a reducir su consumo energético. Sin embargo, su estudio no será objeto de esta metodología.

#### **4.5.2 Respuesta a la Demanda**

La metodología propuesta se centra en la combinación de las políticas de gestión de la demanda y generación con renovables. Se evaluará el impacto económico y medioambiental de la respuesta a la demanda (DR) de los consumidores del sector industrial y de servicios, con un elevado consumo energético y con posibilidad de instalar generación renovable adicional.

La metodología tiene como fin evaluar el efecto producido por las acciones de DR y analizar la flexibilidad potencial de los clientes en un periodo determinado de tiempo en consonancia con la planificación de la operación y actividad del consumidor. La fase de DR implica el análisis, mediante el uso de herramientas informáticas adecuadas que se desarrollarán en la tesis, de la participación del consumidor en un mercado de operación reduciendo o vertiendo sus cargas (gestión de carga variable o flexibilidad de cargas) a su conveniencia según su influencia en el coste final de la energía.

La respuesta a la demanda, ha demostrado ser un mecanismo útil que puede llegar a producir beneficios significativos para todos los participantes, cliente y sistema eléctrico. Sin embargo, los consumidores normalmente no saben identificar su potencial vinculado a la mejora de la gestión de sus instalaciones, lo que se puede lograr gracias a la reprogramación de la producción o mediante la reducción de la carga de consumo.

Esta parte de la metodología presenta una adaptación de la herramienta DRIP para que los clientes industriales realicen un análisis costo-beneficio con respecto a la implementación de estrategias de Respuesta a la Demanda (DR) en sus instalaciones. La herramienta de simulación dinámica se centra en evaluar la participación de las industrias en los mercados energéticos de reserva en las mismas condiciones que los generadores que ofrecen capacidad de reserva de energía y teniendo en cuenta todas las restricciones técnicas de los procesos de producción, así como los posibles costes adicionales debido a la implementación de DR.

Para evaluar el beneficio potencial de la participación de un cliente industrial en un mercado de energía de reserva en particular, se requiere la siguiente información:

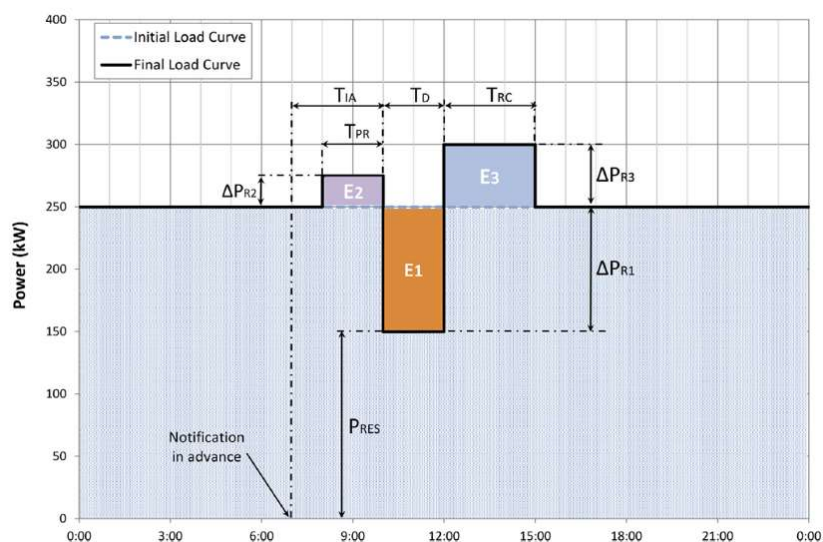
- Cliente: curvas de carga de los procesos, la definición de acciones DR de los procesos de acuerdo a parámetros estandarizados y el contrato de electricidad.
- Los precios del mercado de la energía de reserva
- Los factores de emisión CO<sub>2</sub>, que dependen del país donde el consumidor está ubicado.

En base a esta información, la herramienta de simulación realiza una evaluación técnica, económica y ambiental del potencial de RD en las instalaciones del cliente teniendo en cuenta todas las relaciones complejas existentes entre todas las variables. Para ello se ha desarrollado un modelo matemático que toma en cuenta el orden cronológico de los eventos.

#### **4.5.3 Balance Flexibilidad**

### 4.5.3.1 Definición acciones DR

Una vez definidos todos los días típicos, se especifican las acciones de DR para cada proceso. Cada acción de DR se caracteriza de acuerdo con un parámetro técnico propuesto. En este sentido, los parámetros técnicos relevantes considerados en este análisis están representados en la Figura 4.9. La figura ilustra una curva de carga plana teórica para un proceso sometido a una acción de flexibilidad que implica la reducción de una cantidad de energía  $E_1$  durante un tiempo  $T_D$ . Se observa como por un periodo de tiempo  $T_{PR}$ , se consume una cantidad de energía  $E_2$  para prepararse para la interrupción.



**Figura nº4.15:** Parámetros técnicos propuestos para definir acciones de DR. (Fuente: proyecto DRIP).

Del mismo modo, al final de la interrupción, se produce un consumo adicional  $E_3$  para restablecer la configuración original. Una vez que ha pasado el período  $T_{RC}$ , la curva de carga vuelve al nivel inicial de demanda. El tiempo  $T_{IA}$  representa la notificación de antemano que es necesario para el cliente antes de la implementación de la acción.

Para una correcta evaluación económica, es necesario conocer las características del contrato de suministro eléctrico. Además, se requieren clientes industriales, así como los precios históricos del mercado energético de reserva en el que el cliente podría participar. Por último, en cuanto a la evaluación ambiental, el  $CO_2$  por hora, será necesario conocer los factores asociados al mix de generación de electricidad.

### 4.5.3.2 Proceso de Cálculo

Este apartado explica cómo la herramienta lleva a cabo su evaluación económica asociada al margen de decisión. El proceso de cálculo empleado requiere de una evaluación técnica, económica y de disponibilidad que se detalla a continuación:

#### Disponibilidad

La disponibilidad de la potencia interrumpible se evalúa cada cuarto de hora ( $j$ ). Así el estado del proceso de DR<sub>i</sub> analizado en el cuarto de hora  $j$  ( $S_{ij}$ ) es calculado en función del estado del cuarto de hora anterior ( $j-1$ ) para determinar si el proceso de DR<sub>i</sub> está disponible para ser interrumpido durante el cuarto de hora  $j$  o no.



Las razones por las que un proceso de DRi en el cuarto de hora j (PRij) no pudo estar disponible para ser interrumpido se describen a continuación:

- El proceso DRi está en medio de un evento DR, y por lo tanto ya se considera interrumpido.
- El proceso DRi está en el período de preparación o período de recuperación de otros eventos DR.
- El proceso DRi se encuentra entre dos eventos de DR, y aunque el primer evento de DR está terminado, el proceso de recuperación necesita un tiempo adicional (mínimo tiempo entre interrupciones) para implementar el segundo evento sin causar ningún impacto en el proceso de producción.

Si el proceso DR está disponible para ser interrumpido, por ejemplo, en el cuarto de hora j, se realizará una evaluación económica para determinar el margen de decisión ( $M_D$ ) que es la diferencia entre el beneficio real ( $B_R$ ), cantidad neta de dinero que recibe el cliente industrial por la participación en el mercado de energía de reserva, y el beneficio esperado por el cliente ( $B_{NE}$ ):

$$M_D = B_R - B_{NE} \quad \{9\}$$

Este parámetro, se utiliza para verificar el potencial de participación de un cliente en un programa de DR a una hora determinada:

- Si  $M_D \leq 0$ , el cliente no participará en el programa DR porque no se obtienen beneficios económicos.
- Si  $M_D > 0$ , el cliente puede proporcionar el servicio DR, modificando la carga de potencia de acuerdo con los requisitos del evento DR y obtención de beneficios económicos.

Para calcular el beneficio real ( $B_R$ ) en el cuarto de hora j, es necesario evaluar de antemano un conjunto de parámetros como el balance económico ( $S_S$ ), el beneficio de la extensión de maquinaria, la vida útil ( $S_{MA}$ ), los costos variables ( $C_{VAR}$ ) y el pago ofrecido por el TSO en el mercado de reservas de la energía Precio Marginal ( $P_M$ ):

$$B_R = S_S + S_{MA} + P_M - C_{VAR} \quad \{10\}$$

### Evaluación Técnica

El balance de energía (EB Total) involucrado en el proceso de DRi en el mes i se calcula como la diferencia entre la energía que se reduce durante los eventos de DR ( $E_1$ ) y la energía adicional consumida antes y después de estos eventos DR ( $E_2$  y  $E_3$  respectivamente):

$$EB_{Total} = E_1 - (E_2 + E_3) = \sum_{h=1}^p E_1^h - [\sum_{h=1}^p E_2^h + \sum_{h=1}^h E_3^k] \quad \{11\}$$

donde **h** es el número del evento DR y **p** es el número total de eventos de DR en el mes **i**.

### Evaluación Económica

El balance económico ( $S_S$ ) durante un evento de DR es la diferencia entre el ahorro económico debido a la energía no consumida y los costes adicionales generados por la energía adicional consumida antes y después de la interrupción (preparación y recuperación):

$$S_S = \sum_{k=1}^n E_1^k p_k - [\sum_{k=1}^n E_2^k p_k + \sum_{k=1}^n E_3^k p_k] \quad \{12\}$$

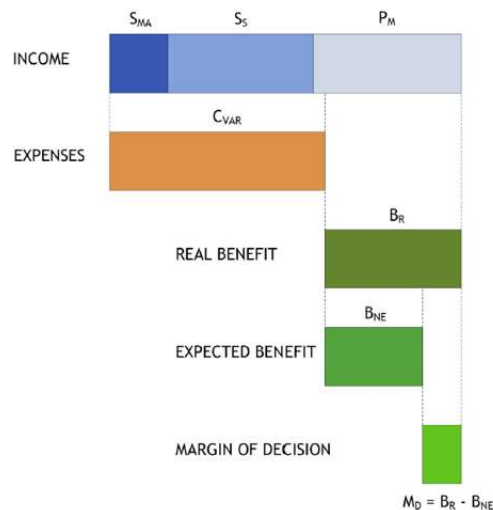
donde  $p_k$  es el precio de la electricidad en el período  $k$ . La herramienta calcula  $S_s$  durante todo el mes  $l$  para cada proceso de DR.

En términos generales, cuando la maquinaria de producción se detiene durante la implementación de un evento de DR, su vida útil se alarga, lo que se considera como un ahorro económico. Sin embargo, en algunas ocasiones, el beneficio de la extensión de la vida útil de la maquinaria ( $S_{MA}$ ) también puede tener un efecto opuesto ya que, si los ciclos de arranque y parada de la maquinaria de producción fruto de las interrupciones son muy frecuentes, su tiempo de vida podría verse disminuido. En este caso,  $S_{MA}$  sería cero y el posible costo adicional se incluiría como un costo variable en la herramienta de simulación. Como se indicó anteriormente,  $BR$  también incluye los costos variables ( $C_{VAR}$ ) asociados a la implementación de acciones de DR como el coste laboral que es el costo adicional pagado a los empleados por las horas extras de trabajo y el posible costo debido a la pérdida de productividad (si existiese). Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, puede ser que los ingresos ofrecidos por el TSO (precio marginal) sean más altos que el precio mínimo requerido por el cliente. En este caso, el emparejamiento se logrará y el proceso de DR se realizará.

La siguiente ecuación resume las declaraciones anteriores:

$$P_M \geq C_{VAR} + B_{NE} - S_S - S_{MA} \quad \{13\}$$

Esta ecuación se representa en la siguiente figura:



**Figura nº4.16:** Evaluación económica asociada al margen de decisión (Fuente: proyecto DRIP de (Rodríguez-García, 2016)).

Usando {4}, la herramienta de simulación calcula las ofertas de un cuarto de hora de todos los procesos de DR durante el mes simulado "m". Siguiendo con la descripción del proceso de cálculo, la herramienta de simulación guarda la información relacionada con el estado y energía interrumpida para cada proceso de DR $i$  en el cuarto de hora  $j$ . Luego, el algoritmo se repite desde el siguiente cuarto de hora ( $j + 1$ ) hasta el último ( $m$ ) en el mes  $l$ . Posteriormente, la herramienta de simulación aplica este procedimiento al resto de procesos de DR desde  $i + 1$  hasta  $n$ , que es el número total de procesos de DR identificados en las instalaciones industriales del cliente.

En el capítulo 5 se verá los resultados de este procedimiento de cálculo aplicados a un consumo energético de 96 GWh que sumaron en el año 2015 la Universidad de Valencia y la Universidad Politécnica de Valencia.

### 4.5.3.3 Evaluación Ambiental

El impacto ambiental (CE total) de todos los eventos de DR asociados a todos los procesos de DR en el mes l se calcula de la siguiente manera:

$$CE_{\text{Total}} = CE_1 - (CE_2 + CE_3) = \sum_{k=1}^n E_1^k f_k - [\sum_{k=1}^n E_2^k f_k + \sum_{k=1}^n E_3^k f_k] \quad \{14\}$$

Siendo  $CE_{\text{Total}}$  el balance entre el CO<sub>2</sub> evitado ( $CE_1$ ) y el CO<sub>2</sub> extra emitido a la atmósfera debido al consumo eléctrico adicional necesario antes y después de todos los eventos DR ( $CE_2$  y  $CE_3$ ). El factor k se asocia con el período de tiempo de cada CO<sub>2</sub> (factor de emisión de CO<sub>2</sub> en periodo de pico, punta y valle).

Los factores de emisión de CO<sub>2</sub> deben calcularse teniendo en cuenta los factores de emisión de CO<sub>2</sub> de las tecnologías sustituidas utilizadas en el mercado de la energía de reserva en cada cuarto de hora. Es importante señalar que las emisiones aquí calculadas solo se relacionan con el uso de la electricidad.

Finalmente, el proceso de cálculo descrito en los anteriores apartados, se lleva a cabo para cada mes del año con el fin de obtener los resultados anuales de cada proceso de DR. Basándonos en estos resultados, se evalúa la rentabilidad económica final de cada proceso de DR usando el valor actual neto (NPV), la tasa de retorno interna (IRR) y el Período de reembolso descontado (DPP). Para ello, los costos fijos involucrados (inversión inicial) se calculan como todos los gastos incurridos por el cliente y necesarios antes de proporcionar los servicios de recuperación antes descritos como la auditoría inicial de flexibilidad, la adquisición e instalación de todo el equipamiento requerido (monitorización y control de sistemas y dispositivos de medición), etc. Las expresiones que se utilizan para evaluar la rentabilidad económica de cada proceso de DR (NPV, IRR y DPP) se presentan a continuación:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF}{(1+r)^t} - C_0 \quad \{15\}$$

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF}{(1+IRR)^t} - C_0 = 0 \quad \{16\}$$

donde t es el número del año y n es el número total de años asociados con la inversión.

$$DPP = \frac{-\ln(1 - \frac{C_0 \times r}{CF})}{\ln(1+r)} \quad \{17\}$$

Una vez seleccionados los procesos DR rentables y descartados los no rentables, los resultados anuales totales de las evaluaciones técnicas, económicas y ambientales se obtienen como la suma de los resultados particulares de todos los procesos DR seleccionados durante todo el año. Al final, la rentabilidad económica de proporcionar servicios de DR a un cliente industrial se calcula con las expresiones {15}, {16} y {17}.

### 4.5.4 Balance Generación Distribuida

Adicionalmente al planteamiento de flexibilidad de cargas se propone la generación distribuida como solución para dotar al consumidor de todas las herramientas a su alcance que le permitan maximizar su rendimiento económico y ambiental. En este bloque se buscará desglosar todos los ingresos y costes asociados a la generación con energía renovable, a saber, los costes asociados a los materiales que componen la instalación, los costes de transporte, los costes de ejecución, puesta en marcha, operación y mantenimiento, los costes financieros y administrativos, etc...Estos costes ya han sido introducidos en el apartado 4.4.2.3 Costes de la Instalación (**EB3**)

de este capítulo en donde se presenta una herramienta financiera para la obtención del TIR y Retorno de la inversión.

#### 4.5.5 Perfil optimizado de Consumo

La metodología propuesta contempla por un lado una variación de cargas que optimice el consumo y consiguiente coste energético. Para ello, una vez parametrizados los indicadores que han sido planteados en cada proceso definido por el consumidor tanto en las áreas técnicas como económicas, la herramienta trabajará hasta la consecución de un nuevo perfil de consumo que sea viable, cumpla con las restricciones preestablecidas y optimice el coste energético.

La metodología propuesta plantea adicionalmente la posibilidad de incluir una instalación de generación distribuida, en este caso se propone una instalación de energía fotovoltaica que será planteada bajo diversos escenarios de operación y cuya puesta en marcha inevitablemente hará variar nuevamente los perfiles de consumo iniciales del consumidor.

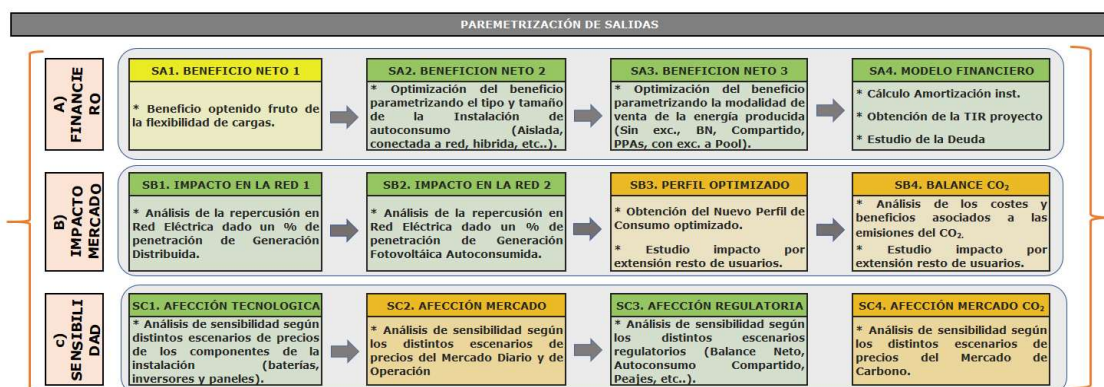
Lo relevante de la metodología es precisamente establecer los elementos de interacción entre las dos fases planteadas (Respuesta a la Demanda y Generación con Renovables) de manera que una combinación ordenada de los mismos dé como resultado un perfil de consumo óptimo desde el punto de vista económico y ambiental.

#### 4.5.6 Balance CO<sub>2</sub>

Se obtendrán los costes y beneficios asociados a todas las emisiones de CO<sub>2</sub> surgidas de la interacción entre las fases de gestión de la demanda y generación distribuida.

### 4.6 Implementación de Salidas de la Metodología

En esta segunda parte denominada "parametrización de salidas" se identifican nuevamente tres grupos diferenciados explican los resultados obtenidos con la aplicación de la metodología. Resultados que se medirán en función de los estados financieros del proyecto o beneficios obtenidos con la solución, del impacto en la red fruto de la aplicación de este tipo de acciones y de los estados de sensibilidad debidos a impactos tecnológicas, regulatorias o de mercado.

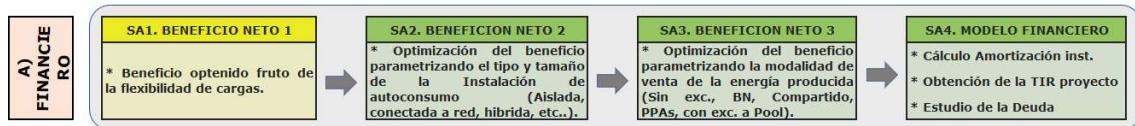


**Figura 4.17:** Diagrama de bloques: Parametrización de salidas (fuente: elaboración propia).

#### 4.6.1 Estados Financieros

En este apartado se analizan los distintos escenarios posibles para dar con la solución que mejor optimice el beneficio económico perseguido. Para ello se establecerán en

primer lugar los beneficios obtenidos con el ejercicio de flexibilidad de las cargas (beneficio 1), buscando en segundo lugar la mejor combinación de tamaño y forma de la instalación, así como la modalidad de venta de la energía producida para dar con la mejor solución en términos económicos (beneficios 2 y 3). Por último, se establecerá un sencillo modelo financiero cuya finalidad será conocer los datos de amortización de la instalación, el TIR del proyecto, así como un pequeño estudio de la deuda en caso de querer financiar la operación.



**Figura 4.18:** Diagrama de bloques: Grupo financiero (Fuente: elaboración propia).

#### 4.6.1.1 Beneficio Neto 1: flexibilidad de cargas (SA1).

Se denomina beneficio neto 1 al que obtiene la herramienta DRIP como resultado de su ejercicio de flexibilidad de las cargas. Es decir, el beneficio económico que obtiene el consumidor por hacer uso de su derecho de movimiento de cargas. A tal fin el programa requiere de unos datos de entrada que se detallan a continuación:

- Introducir los costes del sistema tanto directos como indirectos:

DIRECT COSTS				INDIRECT COSTS	
ALTERNATIVE DUAL SUPPLY				LABOUR COST	
	GENERATOR 1	GENERATOR 2	GENERATOR 3	Annual personal cost	30000,00 €/employee
Cost of fuel	0,00 €/l	0,00 €/l	0,00 €/l	Hours a week	40,00 hours/week
Annual consumption	19439098,00 l/year	0,00 l/year	0,00 l/year	Weeks a year	52,00 weeks/year
Maintenance	1629,00 €/year	933,00 €/year	0,00 €/year	Cost of working hour	14,42 €/h
Flex. action hours	8760,00 hours/year	5000,00 hours/year	0,00 hours/year	Time by flex. action	10,00 min/action
Hourly cost	1,24 €/h	0,19 €/h	0,00 €/h	Hourly cost	2,40 €/h
AMORTIZATIONS (NEW EQUIPMENT)				IMPACT ON PRODUCTION	
	CONTROL	MONITORING	OTHER INVESTMENTS	Hourly cost	0,00 €/h
Capital cost	6000,00 €/device	3000,00 €/device	0,00 €/device		
Expected life time	15,00 years	15,00 years	0,00 years		
Flex. action hours	300,00 hours/year	300,00 hours/year	0,00 hours/year		
Hourly cost	1,33 €/h	0,67 €/h	0,00 €/h		
COSTS OF CONTROL, MONITORING AND OTHERS (EXISTING EQUIPMENT)				OTHERS	
	CONTROL	MONITORING	OTHERS	Hourly cost	0,00 €/h
Hourly cost	4,00 €/h	2,00 €/h	0,00 €/h		
COST SUMMARY					
DIRECT COSTS	Alternative Dual Supply	1,43 €/h	INDIRECT COSTS	Labour cost	2,40 €/h
	Amortizations	2,00 €/h		Impact on production	0,00 €/h
	Control, Monitoring and Others	6,00 €/h		Other indirect costs	0,00 €/h
	<b>TOTAL</b>	<b>9,43 €/h</b>		<b>TOTAL</b>	<b>2,40 €/h</b>
<b>TOTAL COSTS</b>			<b>11,83 €/h</b>		

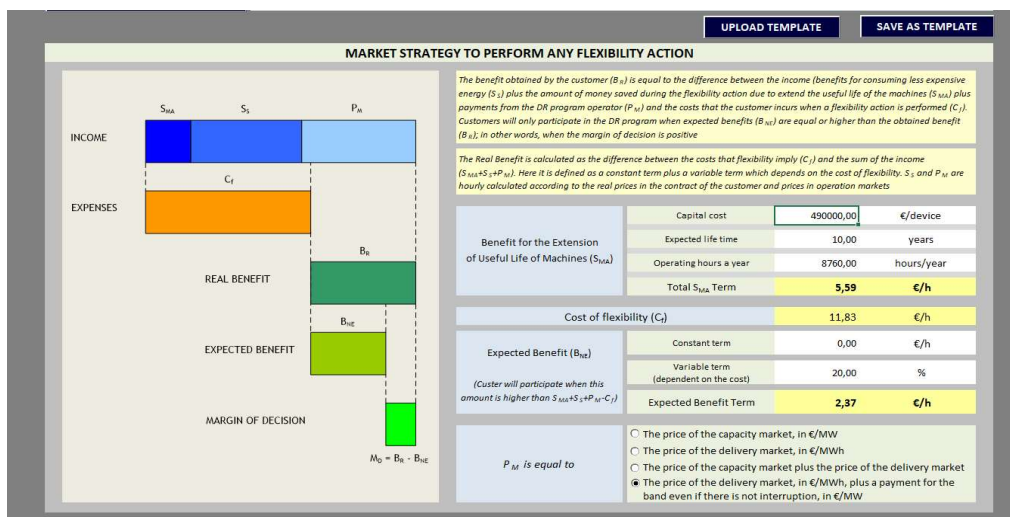


Figura 4.19: Tablas de costes directos e indirectos herramienta Fase 1.

- Definir las diferentes acciones sobre las que se puede actuar:

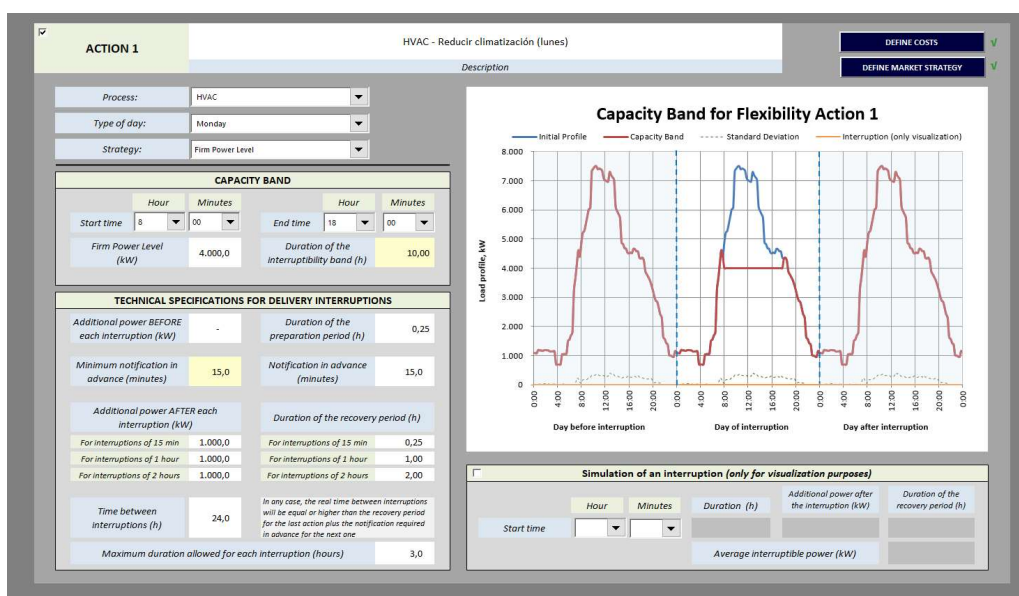


Figura 4.20: Tabla criterios acciones herramienta Fase 1.

En el caso de aplicación las acciones definidas son:

**Acción 1,2,3 y 4:** HVAC - Reducir climatización (lunes, laborables, viernes, sábados).

**Acción 5,6,7 y 8:** Agua Caliente - Reducir por la noche (lunes, laborables, viernes, sábados).

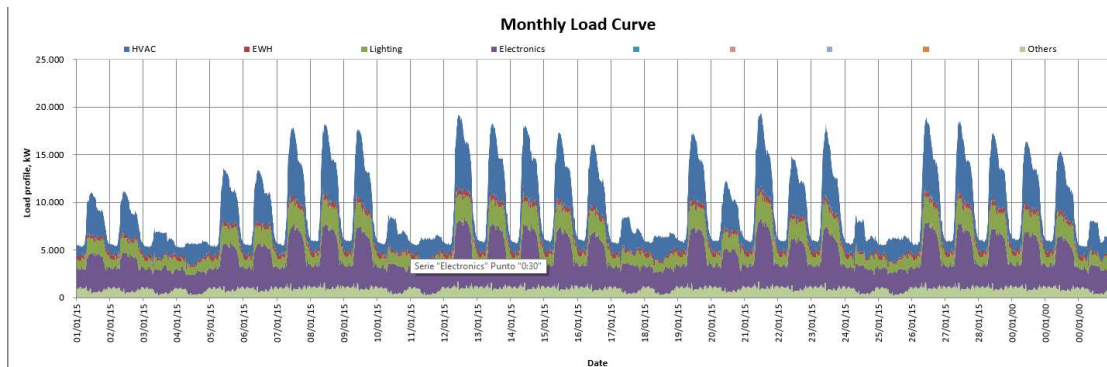
**Acción 9,10,11 y 12:** Iluminación - Reducir iluminación (lunes, laborables, viernes, sábados).

**Acción 13,14,15 y 16:** Reducir cargas electrónicas (lunes, laborables, viernes, sábados).

- Introducir los precios necesarios para la toma de decisión:

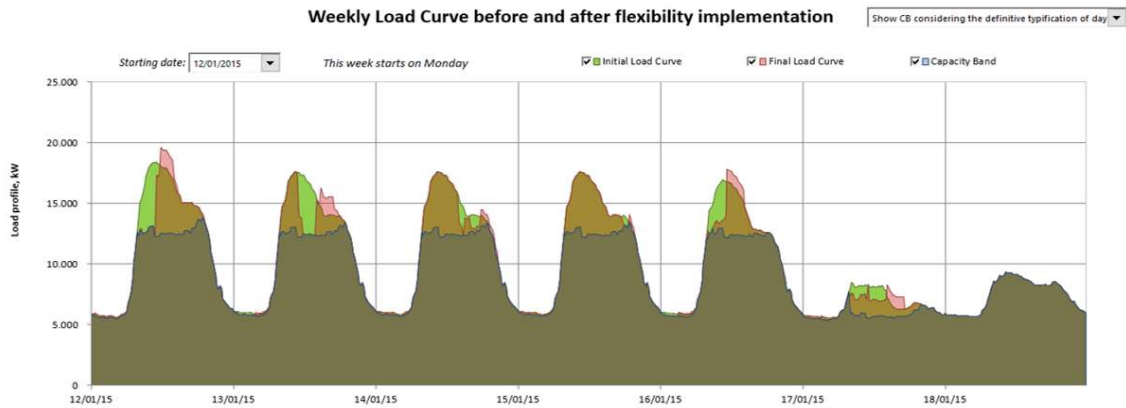
Son requeridos en este apartado, el precio de banda de regulación secundaria, los precios de mercado (€/MWh), los precios de electricidad del contrato por periodo (cts €/kWh) y los precios del mercado de emisiones del CO<sub>2</sub> (ton CO<sub>2</sub> / MWh).

- Introducir las curvas de carga (mensuales, semanales, diarias):



**Figura 4.21:** Curvas de carga mensual (enero 2015) herramienta Fase 1.

Una vez introducidos en la herramienta los anteriores parámetros, se obtienen los resultados de la implementación de la flexibilidad de cargas como puede apreciarse en las siguientes gráficas y tablas de resultados económicos del mes de enero. Siendo el beneficio neto para el consumidor el denominado inicialmente beneficio 1.



Day	Initial Type of day	Type of Day (definitive)	Energy balance kWh/day	CO <sub>2</sub> balance Ton CO <sub>2</sub> /day	Economical energy balance (€) €/day	Minimum payment required by customers €/day	Maximum payment offered by the System €/day	Margin of decision €/day
12/01/2015	Monday	Monday	9.343,35	6,49	925,80	7,11	801,65	794,55
13/01/2015	Working day	Working day	8.562,93	6,38	934,64	4,07	614,48	610,41
14/01/2015	Working day	Working day	2.580,49	1,53	204,27	11,54	322,82	311,28
15/01/2015	Working day	Working day	169,93	0,11	15,04	0,00	38,74	38,74
16/01/2015	Friday	Friday	5.413,02	3,70	525,91	3,03	290,43	287,40
17/01/2015	Saturday	Saturday	2.904,41	1,50	203,31	7,69	341,15	333,47
18/01/2015	Sunday	Sunday	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

**Figura 4.22:** Curvas de carga semanal antes y después de la implementación de flexibilidad de acciones.

Día	Consumo inicial, kWh	Consumo final, kWh	Balace energético, kWh	Balace de CO <sub>2</sub> , tonCO <sub>2</sub>	Balace económico (€), €	Pago mínimo requerido por los consumidores, €	Pago ofrecido por el TSO, €	Margen de decisión, €	Costes totales, €	Ingresos totales, €	BENEFICIO NETO para el consumidor, €
31/12/2014	160.807,29	160.807,29	-	-	-	-	-	-	-	-	-
01/01/2015	146.745,80	146.745,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-
02/01/2015	160.807,29	157.921,99	2.885,30	1,91	267,33	31,86	156,93	125,07	289,91	643,27	353,36
03/01/2015	160.807,29	157.462,35	3.344,94	1,73	234,15	16,46	413,80	397,33	379,49	962,20	582,71
04/01/2015	146.745,80	146.745,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-
05/01/2015	160.807,29	157.587,70	3.219,59	2,06	284,21	63,13	418,75	355,62	563,67	1.170,26	606,58
06/01/2015	146.745,80	146.745,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-
07/01/2015	258.341,05	253.100,24	5.240,81	3,46	485,74	28,22	402,44	374,22	485,11	1.292,95	807,83
08/01/2015	277.854,27	266.711,29	11.142,98	8,44	1.242,40	-	738,09	738,09	513,99	2.423,36	1.909,38
09/01/2015	258.341,05	256.542,30	1.798,75	1,11	152,99	16,83	293,61	276,78	319,74	695,20	375,46
10/01/2015	160.807,29	159.786,11	1.021,19	0,53	71,48	-	142,76	142,76	98,50	293,97	195,47
11/01/2015	146.745,80	146.745,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Figura 4.23:** Extracto tabla resultado Beneficio Neto (enero 2015) herramienta Fase 1.

#### 4.6.1.2 Beneficio Neto 2: tipo y tamaño instalación (SA2)

La metodología busca con la opción de generación distribuida darle al consumidor la posibilidad de autoabastecerse con su propia energía generada durante un determinado periodo de tiempo (e incluso la posibilidad de poder vender su propia energía sobrante que no requiera). En función de las características y tipología o perfil de consumo que aporte el consumidor, el diseño de la instalación de autoconsumo será diferente. Es por ello que habrá que dotar de la información relevante al programa para que pueda seleccionar de entre todas las simulaciones dadas por la herramienta aquella cuya modalidad de autoconsumo, tamaño y configuración mejor se adapte a las características de consumo requerido, maximizando al mismo tiempo el beneficio perseguido en esta metodología (beneficio neto 1).

Se estudiarán también aquí las opciones de realizar un autoconsumo puro o con almacenamiento. Para ello habrá que analizar los diferentes escenarios de precios de los elementos de almacenamiento, principalmente las baterías, así como los precios de compra de la energía eléctrica, para ver en qué momento podría ser interesante bascular de un sistema de autoconsumo puro a un sistema de autoconsumo con opciones de almacenamiento.

#### **4.6.1.3 Beneficio Neto 3: modalidad de venta de energía (SA3)**

Una vez definidos en el apartado anterior el tipo y tamaño de la instalación de autoconsumo que mejor se adapte a los perfiles de consumo obtenidos, se establecerán las alternativas que existen de venta de energía:

- **Venta a través de sistemas tipo PPAs:** Un PPA, acrónimo de **Power Purchase Agreement** (o acuerdo de venta de energía), es un contrato de venta de energía a largo plazo (a partir de 5 años). Las contrapartes son los productores y los consumidores o comercializadores. Unos garantizan ingresos con los que poder financiar sus proyectos y los otros, fijan sus costes de aprovisionamiento de electricidad a largo plazo.
- **Venta a Pool:** Los intercambios de energía eléctrica, se negocian a través del conocido "pool" o mercado eléctrico. Para cada hora, los productores y consumidores que, respectivamente, quieran producir o consumir energía, deberán presentar una oferta, según sus necesidades y usualmente a través de un representante o comercializador, al precio que consideren. Dicho mercado es gestionado por un operador independiente, y se articula a través de una sesión diaria y seis intradiarias. (También se negocian bilaterales).

Las ofertas se introducen a través de Unidades de Oferta (UOF), que integran la producción de una o más centrales representadas por el mismo agente, o la demanda de un conjunto de consumidores suministrados por el mismo comercializador. Si bien, productores y compradores pueden pactar un intercambio bilateral independiente al mercado, lo habitual es que la mayor parte de éstos acudan al pool para realizar sus compraventas. Los vendedores son las centrales de producción, tanto en régimen ordinario (gran hidráulica, nuclear y térmicas) como especial (eólica, solar, biomasa, mini-hidráulica). Por otro lado, están los compradores, que son la totalidad de los consumidores (domésticos e industriales).

Horariamente y para cada una de las sesiones, el operador ordena las ofertas recibidas de Unidades de Oferta de menor a mayor precio para la venta y de mayor a menor precio para la compra. El resultado gráfico sería dos curvas agregadas, donde el eje 'x' es la energía y el eje 'y' es el precio. La casación es marginalista, donde se cruzan ambas curvas agregadas, se establece el precio de casación para esa hora y sesión, al cual venderán y comprarán las



unidades que hubieran quedado por debajo y por encima, respectivamente, de ese valor, es decir toda la electricidad contratada.

Es de esperar que en función de la modalidad de venta de energía elegida finalmente por el consumidor el beneficio obtenido sea uno y otro (beneficio neto 2).

#### 4.6.1.4 Modelo Financiero (SA4)

La metodología propuesta combina tres análisis financieros. Dos de ellos trabajan la fase de generación distribuida y el tercero la fase de gestión de la demanda. Los modelos financieros utilizados buscan en todos los casos la optimización económica de la solución propuesta.

Para el proyecto de inversión de la instalación de generación fotovoltaica en su modalidad de venta de energía vía PPA, se realizará un modelo financiero que nos dará la información necesaria sobre la amortización de la instalación, la TIR del proyecto a acometer y el estudio de la deuda (los términos económicos empleados están definidos en el Anexo I). Este primer modelo financiero "**PV Model**" ya introducido en el apartado 4.4.2.3 **EB3**: Costes de la Instalación, tratará de evaluar el tipo de instalación fotovoltaica a acometer en función de los principales ratios financieros que operan en el mercado, a saber:

- El flujo de caja
- La tasa interna de retorno o TIR que es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el Valor Actualizado Neto (VAN). También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado.

El segundo modelo financiero "**Homer Model**" es el que se obtiene del programa Homer una vez introducidos todos los datos necesarios para la evaluación de la instalación. Los ratios que se obtienen del programa son los siguientes:

- **COE** (€/kWh) (o levelized cost of energy) es el coste promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema. Para calcular el COE, el programa Homer divide el coste anual de producción eléctrica por el total de carga eléctrica servida, usando para ello la siguiente ecuación:

$$\text{COE} = (\text{C}_{\text{ann,tot}} - \text{C}_{\text{boiler}} \text{H}_{\text{served}}) / \text{E}_{\text{served}} \quad \{18\}$$

Donde:

$\text{C}_{\text{ann,tot}}$  = Coste total anualizado del sistema (€/año).

$\text{C}_{\text{boiler}}$  = Coste marginal boiler (€/kWh)

$\text{H}_{\text{thermal}}$  = Carga thermal total servida (kWh / año).

$\text{E}_{\text{served}}$  = Carga eléctrica total servida (kWh / año).

El segundo término en el numerador es la porción del coste anualizado que resulta de servir la carga thermal. En sistemas como el eólico o el fotovoltaico en donde no se suministra una carga thermal ( $\text{H}_{\text{thermal}} = 0$ ), este término es zero. El COE resulta un buen indicador comparativo de sistemas.

- El coste de ciclo de vida, o **NPC** (net present cost) de un componente, es el valor presente de todos los costes de instalar y operar dicho componente a lo largo de la vida útil del proyecto, menos el valor presente de todos los ingresos ganados por el componente a lo largo de la vida útil del proyecto. El programa

Homer calcula el coste de ciclo de vida de cada componente del sistema, así como el del sistema en su conjunto.

El tercer y último modelo financiero empleado por la metodología, es el que utiliza el programa de gestión de la demanda "DRIP model" para la obtención de sus resultados económicos.

#### 4.6.2 Impacto Mercado

Se ha considerado importante dedicar un bloque al impacto en el mercado que tienen este tipo de actuaciones de gestión de la demanda y Generación distribuida. Para ello se analizará la repercusión tanto técnica como económica en la red. Además, se plantea aquí un estudio extensivo de impacto en red por aplicación de la metodología de un número elevado de usuarios.



**Figura 4.24:** Diagrama de bloques: Grupo impacto mercado (Fuente: elaboración propia).

En este bloque se analiza la repercusión técnico - económico y ambiental que en la red eléctrica podría suponer la creciente implantación de esta metodología.

##### 4.6.2.1 Impacto en la Red 1: Repercusión técnica (SB1)

El crecimiento de las fuentes renovables está comprometiendo la estabilidad de las redes eléctricas. En efecto, el carácter variable de la energía renovable hace difícil su integración en la red y como consecuencia su incorporación a la misma conlleva un incremento de los costes asociados. Un ejemplo del aumento de costes sería la necesidad de disponer de mayores unidades de energía de reserva para paliar la variabilidad de las energías renovables. Además, será requerido un esfuerzo importante de coordinación y planificación entre las energías tradicionales, las energías renovables, las energías de reserva o los sistemas de almacenamiento necesarios, lo que ocasiona problemas organizacionales para los operadores del sistema. (Anees, February 2013).

Las energías renovables, fruto de su creciente nivel de penetración y su carácter intermitente, pueden producir efectos negativos en la red de operación. En efecto las fluctuaciones aleatorias de potencia típicas de este tipo de energías renovables conllevan en muchos casos problemas técnicos como los descritos a continuación:

- Fiabilidad de suministro
- Fluctuaciones de potencia
- Problemas de almacenamiento
- Problemas en las protecciones
- Operación inestable de la red eléctrica
- Picos de potencia en los alimentadores
- Aumentos de armónicos en la corriente
- Fluctuaciones de voltaje inaceptables en ciertos nodos de la red
- Imposibilidad de predecir y planificar los procesos de generación de energía

Existiendo además otro tipo de problemas asociados como:

- La falta de técnicos cualificados
- Una menor disponibilidad de la línea de transmisión para acomodar la energía renovable

- El desamino en la creación de nuevas plantas de generación de energía de reserva al tener las energías renovables prioridad en el despacho.

Algunas soluciones que se plantean para paliar estos problemas son:

- El uso de micro-grids tanto en modo aislado como en conexión a la red.
- Los sistemas de almacenamiento de la energía (mediante baterías).
- La participación activa del lado de la demanda.
- Recorte de la potencia generada condicionando al sistema FV a trabajar por debajo de su punto de máxima potencia. Es decir, creando estrategias de control como el seguimiento del punto de máxima potencia.
- Convertidores de potencia usados como interfaces entre las micro grids y los sistemas de almacenamiento. Se controla el inversor para que funcione como un dispositivo multifunción incorporando la funcionalidad de filtro de potencia activa. El inversor puede ser utilizado como, convertidor de potencia para inyectar la energía generada desde RES a la red, y en derivación (shunt) para compensar el desequilibrio de corriente, armónicos de corriente de carga, demanda de potencia reactiva de carga y corriente neutral de carga.
- Sistemas de control para cancelar los armónicos de las cargas de corriente y mantener la tensión, corriente en fase y soporte de potencia reactiva demandada en generadores de renovables.
- Fuentes de energía renovable, como la eólica, la solar o las olas oceánicas, se agregan a la red, pero dado que estos tipos de fuentes son de naturaleza variable su impacto en la misma a menudo puede resultar muy diferente. En combinación, sin embargo, se ha demostrado que existen posibles efectos sinérgicos positivos. En efecto, una combinación óptima de energías renovables puede reducir la necesidad de energías de reserva y por lo tanto reducir los efectos de la variabilidad.

#### **4.6.2.2 Impacto en el sistema eléctrico 1: Repercusión económica (SB2).**

Parece inicialmente lógico pensar que la transición de un modelo de generación centralizada a un modelo de generación distribuida va a producir un considerable impacto presupuestario al no negociarse dicho volumen de distribución en el mercado de subastas con la consiguiente pérdida impositiva asociada que esto supone, a saber, impuesto sobre el Valor Añadido, impuesto Especial de Electricidad o el consabido impuesto de Generación.

Además, el fomento del autoconsumo (agravado con la opción del balance neto), supondría una pérdida de recaudación de peajes anuales por no hacer frente a los cargos variables del sistema, que tendría que compensarse con otras aportaciones extraordinarias realizadas al sistema eléctrico. Por otro lado, una mayor penetración del autoconsumo estaría relacionado con una bajada directa del precio del pool o subasta eléctrica, nuevamente un impacto negativo en la recaudación. Sin embargo, esto debería considerarse como positivo para el sistema en su conjunto ya que implicaría una reducción de la factura eléctrica para los consumidores. En base a lo anterior, se analizará cual es el impacto económico en la red, sobre los ingresos y recaudación de impuestos del sistema con la incorporación al mix eléctrico de los sistemas de autoconsumo.

Supuestos de partida para el análisis

- ✓ Se parte de los datos de potencia instalada (GW) de autoconsumo fotovoltaico en el país de aplicación.
- ✓ Se parte de los datos oficiales de generación de energía (GWh) a través de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico, obteniendo de esta manera el dato

- de la cobertura de la demanda por parte del autoconsumo fotovoltaico con respecto al total consumido en el país objeto de estudio.
- ✓ Precio medio mensual del mercado eléctrico diario (€/MWh).

#### Resultados esperados del análisis

##### A) Impacto directo por menor coste en la subasta eléctrica

A mayor demanda de autoconsumo cabe esperar una disminución de ingresos en el mercado eléctrico por menor recaudación en la subasta eléctrica. Se analizarán tres tipos de demanda, demanda con Autoconsumo total instalado, demanda con Autoconsumo Renovable y demanda con Autoconsumo Fotovoltaico. Cada uno de ellos llevará su porcentaje asociado de cobertura de la demanda. Conociendo además el precio medio de la subasta eléctrica para el país y año en estudio (**Pm<sub>a</sub>**) será sencillo conocer el valor de disminución correspondiente de ingresos en el mercado.

$$\text{Disminución ingresos mercado } (A) \text{ (€)} = \text{Consumo eléctrico (GWh)} \times \% \text{ Cobertura Demanda AC} \times P_{m_a} \text{ (€/MWh)} \quad \{19\}$$

Nota 1: el consumo eléctrico es el total de energía consumida por un país en el año objeto de estudio y calculado en GWh.

A su vez, esta disminución de ingresos en el mercado, lleva asociada una pérdida de impuestos que tendría dependiendo del tipo impositivo de cada país y del % de Cobertura de Demanda AC un valor de:

$$\text{Impuestos directos perdidos (€)} = \sum(i,n) [\% \text{ Impuestos } (i,n) \times \text{Disminución ingresos mercado } (A) \text{ (€)}] \quad \{20\}$$

Nota 2: para el correcto análisis de la pérdida impositiva se tendrán en cuenta todos los impuestos asociados a la generación eléctrica, impuestos especiales de la electricidad e IVAs que le apliquen según el país.

##### B) Impacto en el precio de la subasta eléctrica por menor demanda

Se estima que retirar un % de la generación de la subasta eléctrica equivale a una caída en el precio del mismo. El nuevo precio medio de la subasta eléctrica se denomina (**Pm<sub>b</sub>**) y variará de un país a otro según el mix de generación de cada país. Dicha caída en el precio provoca a su vez una disminución de ingresos en el mercado eléctrico. Nuevamente se tendrá según los diversos escenarios planteados de tipo de demanda con AC, para el país y año en estudio la siguiente expresión:

$$\text{Disminución ingresos mercado } (B) \text{ (€)} = \text{Consumo eléctrico (GWh)} \times \% \text{ Cobertura Demanda AC} \times P_{m_b} \text{ (€/MWh)} \quad \{21\}$$

$$\text{Impuestos directos perdidos (€)} = \sum(i,n) [\% \text{ Impuestos } (i,n) \times \text{Disminución ingresos mercado } (B) \text{ (€)}] \quad \{22\}$$

##### C) Impacto por pérdida de ingresos por peajes e impuestos asociados

En todo sistema eléctrico una parte importante de los costes incurridos por el mismo es sufragado por los peajes. Se puede así decir, que el sistema de peajes establecido en cada territorio cubre una parte importante de los cargos de todo el sistema eléctrico. Así, dependiendo de la infraestructura de cada país existe un % de dicho cargo que se paga como variable y otro % que se paga como cargo fijo. Nuevamente se tendrá según los diversos escenarios planteados de tipo de Cobertura de la demanda con AC, para el país y año en estudio una pérdida de impuestos recaudados por ingresos de peajes que responderá a la siguiente expresión:

$$(*) \text{ Pérdida de Ingresos por Peajes (€)} = \% \text{ Cobertura Demanda AC} \times \text{Cargo Variable (€)} \quad \{23\}$$

Nota 3: Siendo el Cargo Variable del sistema eléctrico del país objeto de estudio obtenido de la siguiente manera:

$$\text{Cargo Variable} = (x\%) \text{ Peaje}$$

$$\text{Peaje} = (y\%) \text{ Cargos totales del sistema (Fijo + Variable)}$$

$$\text{Cargos totales del sistema (Fijo + Variable)} = (z\%) \text{ Costes totales del sistema Eléctrico}$$

$$\text{Cargo Variable} = (x\%) (y\%) (z\%) \text{ Costes totales del sistema Eléctrico}$$

$$\text{Pérdida de Impuestos asociada a (*) (€)} = \Sigma(i,n) [\% \text{ Impuestos (i,n)} \times \text{Pérdida de Ingresos por Peajes (€)}] \quad \{24\}$$

Nota 4: Para el correcto análisis de la pérdida impositiva se tendrán en cuenta los impuestos especiales de la electricidad e IVAs que le apliquen según el país.

D) Aportación económica adicional del Estado por la pérdida de ingresos por peajes atribuibles a la demanda con AC

Como se ha visto en el apartado anterior, retirar un % (**x**) de autoconsumo equivaldría a una pérdida de recaudación en M€ (**y**) en peajes por no hacer frente a los cargos variables del sistema. Si para corregir este desajuste se cargase proporcionalmente a la aportación que realizan los Estados vía PGE (Presupuestos Generales del Estado), esta disminución de ingresos implicaría adicionalmente un incremento de M€ (**z**) por parte de los PGE al sistema eléctrico. Aplicando esta relación (pérdida de recaudación en peajes e incremento de los PGE) a la situación actual de cada país y tipo de demanda con autoconsumo, nos queda el siguiente escenario, en donde la aportación extra que se debería realizar desde los PGE para contrarrestar la pérdida de ingresos sería obtenida de la siguiente manera:

$$\text{Aportación extra de los PGE (€)} = \text{Pérdida de Ingresos por Peajes (€)} \times \text{Ratio (Incremento PGE/Pérdida Recaudación Peajes)} \quad \{25\}$$

Fruto de los anteriores supuestos se obtiene la siguiente tabla resumen en donde se pueden apreciar las pérdidas totales de ingresos al sistema en función de los diversos escenarios de tipo de demanda elegidos, año y país en estudio.

Tipo de Demanda	% Cobertura Demanda	Impuestos directos perdidos (€)	Impuestos asociados a menor demanda perdidos (€)	Pérdida Impuestos recaudados por ingresos peajes (€)	Aportación extra de los PGE (€)	Pérdida de Ingresos Totales (€)
Demanda con GD Total instalado	W %	Formula 20	Formula 22	Formula 24	Formula 25	$\Sigma_w(20,22,24,25)$
Demanda con GD Fotovoltaico	X %	Formula 20	Formula 22	Formula 24	Formula 25	$\Sigma_w(20,22,24,25)$
Demanda con AC solo Fotovoltaico	Y %	Formula 20	Formula 22	Formula 24	Formula 25	$\Sigma_w(20,22,24,25)$
Demanda con AC Fotovoltaico y BN	Z %	Formula 20	Formula 22	Formula 24	Formula 25	$\Sigma_w(20,22,24,25)$

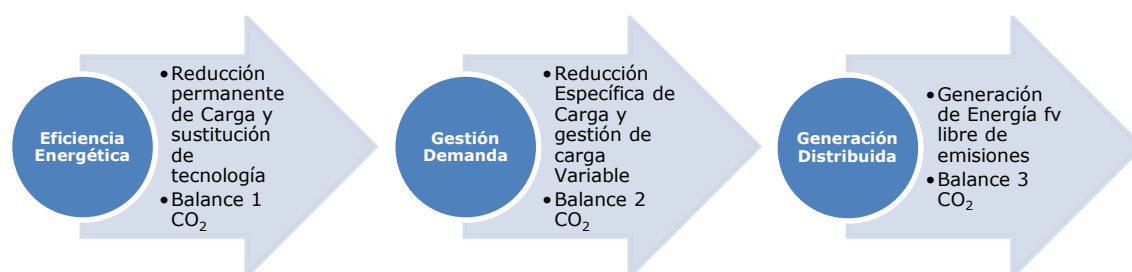
En el capítulo 5 se analizará el impacto económico en la red que supone la instalación de autoconsumo elegida para el caso de aplicación de la metodología. Así mismo se estudiará también por extensión la repercusión económica total dado un porcentaje de demanda con autoconsumo fotovoltaico en un país determinado.

#### 4.6.2.3 Perfil Optimizado (SB3)

La metodología parte de un perfil de consumo inicial, el cual es analizado por procesos según se ha ido desgranando a lo largo de este capítulo. Una vez realizado el ejercicio de flexibilidad de cargas sobre dicho consumo inicial se obtiene un segundo perfil de consumo optimizado sobre el cual se va a proponer la generación distribuida como medio de una segunda optimización del gasto energético.

#### 4.6.2.4 Balance CO<sub>2</sub> (SB4)

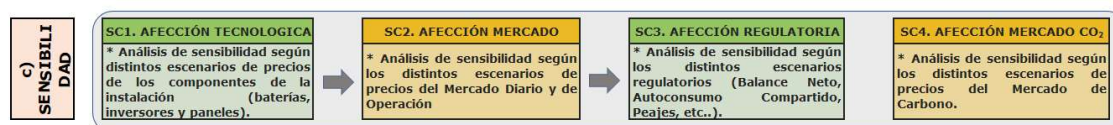
Desde el punto de vista del balance medioambiental, se efectuará un diagrama de bloques con las entradas y salidas de las emisiones de CO<sub>2</sub> que se produzcan en cada una de las fases de la metodología aquí descrita. De esta manera se conocerán los costes y beneficios totales asociados al cómputo de CO<sub>2</sub> en cada una de las fases.



**Figura nº4.25:** Diagrama de bloques para el balance de CO<sub>2</sub> (Fuente: Elaboración propia).

#### 4.6.3 Análisis de Sensibilidad

Se finaliza la metodología con un apartado de análisis de sensibilidades según las distintas variables que pueden afectar al resultado final de la solución. En efecto, la evolución tecnológica y en precios de los materiales, así como los distintos escenarios plausibles de precios de los mercados o los vaivenes regulatorios pueden variar sustancialmente la solución buscada por lo que se requiere un análisis pormenorizado de todas las opciones existentes para cubrir el riesgo de las posibles impactos aquí descritas.



**Figura nº4.26:** Diagrama de bloques para el balance de CO<sub>2</sub> (Fuente: Elaboración propia).

##### 4.6.3.1 Impacto Tecnológica (SC1)

Se analizará en este apartado como le afecta al resultado económico obtenido la sensibilidad en los precios de los equipos empleados para acometer la instalación de autoconsumo, haciendo mención especial a la evolución en los precios y tecnología de los módulos fotovoltaicos y de las baterías, siendo sin duda estas últimas las que mayor recorrido, esfuerzo tecnológico y reto tienen por delante. Para ello se establecerán varios escenarios de precios actuales y futuros estimados para los módulos fotovoltaicos, los inversores y las baterías.

#### 4.6.3.2 Impacto de Mercado (SC2)

En segundo lugar, se analizará como le afecta al resultado económico obtenido tras la aplicación de la metodología, la sensibilidad en los precios de los mercados de operación (banda de regulación secundaria y terciaria). Para ello se supondrá una variación de los precios del mercado de  $\pm 10\%$  sobre el precio de operación actual y se analizarán los resultados obtenidos.

#### 4.6.3.3 Impacto Regulatoria (SC3)

Finalmente se analizará como le afectan los cambios regulatorios a los resultados económicos obtenidos por la metodología. Para ello se supondrán los siguientes escenarios:

- La legislación permite autoconsumo con Balance Neto.
- La legislación permite autoconsumo con venta de energía en el mercado convencional.
- La legislación permite el autoconsumo compartido.

#### 4.6.3.4 Impacto de Mercado CO<sub>2</sub> (SC4)

Se analizarán los resultados obtenidos en términos de emisiones según los distintos escenarios de precios del mercado de carbono que se esperan plausibles.



**Figura nº4.27:** Evolución del precio del CO<sub>2</sub> en €/Tn según <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2> (Fuente: Elaboración propia).

### 4.7 Conclusiones

En líneas generales existe una tendencia creciente en lo que respecta a demanda de energía eléctrica y capacidad de producción. En este aumento de la capacidad de producción es de destacar la creciente participación de las energías con carácter renovable. Dado que estas tienen un carácter no gestionable y presentan una gran variabilidad en sus entregas de energía, es previsible que en los próximos años se observe un mayor uso de las energías de balance y de la regulación terciaria, para garantizar la cobertura de la demanda. Esto conllevará inevitablemente a una mayor programación de las restricciones técnicas para poder disponer de suficientes márgenes de potencia a subir y a bajar en el sistema eléctrico, con el que hacer frente a los posibles desvíos respecto al programa. Desvíos que se pueden originar como consecuencia de la elevada participación de las energías de carácter renovable en el mix de generación del sistema eléctrico español.

Ante esta situación, y ante la no existencia en la actualidad de metodologías a disposición del mediano y gran consumidor que le permitan ni la adopción de un

autoconsumo liberalizado ni la posibilidad de interactuar con los servicios de interrumpibilidad del sistema eléctrico, se ha propuesto la presente metodología.

Como consecuencia de la aplicación de esta metodología, no solo se conseguirá reducir el gasto eléctrico, económico y ambiental del consumidor, sino que se contribuirá positivamente a los siguientes objetivos globales fundamentales para el entorno:

- 1) Disminución del precio de la subasta eléctrica debido a una menor demanda por un lado fruto del autoconsumo y mayor penetración de renovables por otro.
- 2) Disminución de los picos de consumo y por tanto nuevamente disminución de los costes eléctricos elevados mediante los programas de gestión de la demanda.
- 3) Contribución al objetivo global de reducción de emisiones contaminantes.
- 4) Mayor empleo y más económico para mayor beneficio de la competitividad del país.
- 5) Reducción del coste de las materias primas de combustibles fósiles.
- 6) Disminución de costes en gestión de residuos radioactivos.
- 7) Disminución de los costes de transporte y distribución del sistema eléctrico.

La metodología propuesta pretende facilitar al cliente industrial con capacidad para implementar generación distribuida en sus instalaciones y con posibilidad de participar en programas de reserva de energía las herramientas necesarias para su toma de decisiones. Esta metodología explica paso a paso como realizar dichos análisis técnico, económico y ambientales tanto en su fase de generación distribuida como de respuesta a la demanda. En el siguiente capítulo se analizará como aplicar la metodología paso a paso, eligiendo para ello el consumo energético producido en el año 2015 por el conjunto de universidades que conforman la UPV y la UV (ambos campus universitarios referentes de la comunidad valenciana). El análisis incluye un estudio del impacto en la red eléctrica que supuestamente tendría un uso masivo de esta metodología por parte del entramado empresarial cuyo perfil de consumo se encuentre en el rango [25 GWp – 200 GWp].



## **CAPÍTULO 5. Caso de Aplicación**

*“Si logramos nuestras metas de sustentabilidad, pero nadie nos sigue, habremos fallado”*

**Paul Polman**

(Empresario Holandés 1956 - )



### **Resumen Índice Capítulo 5**

CAPÍTULO 5. Caso de Aplicación .....	114
5.1 Introducción .....	114
5.2 Fases de la aplicación y herramientas empleadas.....	115
5.3 Hipótesis y Escenarios de la aplicación.....	116
5.4 Diseño Experimental .....	116
5.5 Resultados obtenidos.....	138
5.6 Conclusiones .....	154

## CAPÍTULO 5. Caso de Aplicación

### 5.1 Introducción

Este capítulo busca demostrar la validez de la herramienta, con un caso de aplicación relevante, cuyo objetivo principal es obtener el máximo beneficio socio-económico y ambiental a un consumo energético determinado. Para ello se van a discutir los resultados y se van a identificar las áreas de mejora que permitan ver los avances acontecidos en materia de tecnología y regulación. El diseño experimental propuesto corresponde a un consumo medio anual de casi 100 GWh, suma de dos centros universitarios de referencia en la Comunidad Valenciana, centros que se presentan brevemente a continuación.

La **Universidad de Valencia** (UV), fundada en 1499, es una de las universidades más antiguas de España, cuenta con cuatro campus en la provincia de Valencia: Blasco Ibáñez, Tarongers, Burjasot-Paterna y Ontinyent, además de su presencia histórica en el centro de la ciudad. La Universidad de Valencia se sitúa entre las cuatro más destacadas de España en el campo de la I+D+i, y en la actualidad cuenta con 18 Institutos Universitarios de Investigación. De acuerdo al Global Ranking of Academic Subjects (GRAS) o ranking de Shanghái, la UV es la mejor de España en cinco materias y está entre las 25 primeras del mundo en dos de ellas (UV, 2019).



**Figura nº 5.1:** Facultad de medicina de la Universidad de Valencia.

La **Universidad Politécnica de Valencia** (UPV) es una universidad pública española con sede en Valencia. Cuenta con 9 escuelas técnicas superiores, 2 facultades y 2 escuelas politécnicas superiores. Sus antecedentes históricos se remontan al Decreto-Ley 5/1968 de 6 de junio, mediante el cual se integran las escuelas técnicas de Arquitectura; Agrónomos; Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos; y la de Ingenieros Industriales. De acuerdo al Academic Ranking of World Universities (ARWU) la UPV se ha situado como una de las mejores 500 universidades del mundo durante más de una década (UPV, 2018).



**Figura nº 5.2:** Ciudad tecnológica de la Universidad Politécnica de Valencia.

Tal y como se ha descrito en la metodología propuesta en el capítulo anterior, para conseguir la optimización que en términos económicos y ambientales se persigue, el estudio seguirá una secuencia ordenada de pasos que se irán introduciendo y detallando a lo largo de este capítulo. A modo de resumen las principales áreas de trabajo buscarán la consecución de un perfil de consumo doblemente optimizado, por un lado, gracias a la actuación en cada proceso definido de acciones de respuesta a la demanda y por otro lado gracias a la aportación de un sistema autónomo de generación fotovoltaica.

## **5.2 Fases de la aplicación y herramientas empleadas**

Para la consecución del objetivo planteado se analizan los resultados obtenidos tras la aplicación combinada de las dos herramientas ya descritas en el capítulo 4 Propuesta de Metodología, a los perfiles de consumo reales obtenidos por el caso elegido para el estudio. El consumo medio anual alcanzado alcanza los 96 GWh.

La aplicación de la metodología desarrollada constará de dos fases:

- **Fase I: Optimización de la Gestión de la Demanda**

En esta primera fase se determinará la influencia que pueden llegar a tener los programas de respuesta a la demanda en un determinado hábito de consumo. Más concretamente se estudiará el máximo beneficio esperado como consecuencia de una variación en el patrón de consumo en un momento determinado. Se pondrá a disposición del empresario mediante el uso de herramientas informáticas, la información de los costes incurridos por la reducción puntual de su consumo de energía (costes directos, costes de control de equipos y costes de almacenamiento), el tamaño y forma del paquete de energía, así como el tiempo requerido para la interrupción y la reanudación de la carga o las posibles limitaciones que puedan existir. De esta manera se establecerá un equilibrio entre lo que el cliente esté dispuesto a pagar por el paquete de energía que necesite y el pago mínimo requerido por el consumidor para activar su flexibilidad y dejar de consumir ese mismo paquete de energía.

- **Fase II: Optimización de la Generación Distribuida**

En la Fase II se analizarán todas y cada una de las opciones existentes de incorporación de generación distribuida en el centro en estudio. Para ello se analizará el factor de penetración y la repercusión económica que una instalación de autoconsumo, en el caso que nos ocupa de energía fotovoltaica, pudiera tener sobre el perfil de consumo ya existente en el centro o sobre el nuevo perfil de consumo obtenido tras la aplicación de la Fase I. A tal fin, varias iteraciones informáticas serán llevadas a cabo hasta dar con la solución que en tamaño y características de la instalación de autoconsumo mejor optimicen la rentabilidad global del coste energético del centro estudiado.

Para la buena consecución de las fases 1 y 2 se deberá tener en cuenta una serie de parámetros de entradas y salidas ya definidos en el capítulo 4, que verán su aplicación en este capítulo. Como resultado de la aplicación de la metodología, donde se verá una mejora fruto del uso combinado de las herramientas anteriormente expuestas, surgirán varias soluciones viables con el fin de poder optimizar y seleccionar el perfil de consumo energético que más se adecue a las necesidades del cliente.

### 5.3 Hipótesis y Escenarios de la aplicación

Todo el proceso de aplicación será contemplado bajo las tres hipótesis ya planteadas en el capítulo 4 de Propuesta de Metodología. Además, los resultados de la aplicación obtenidos serán analizados bajo los distintos escenarios propuestos en las hipótesis de partida que se recuerdan a continuación:

- **Hipótesis 1 Regulación:** La generación renovable participará en el mercado eléctrico en igualdad de condiciones con respecto a la generación convencional (sin subvenciones).
  - Escenario 1:** Regulación restrictiva en materia de autoconsumo donde no está permitido el Balance Neto ni la venta de excedente en la subasta eléctrica o través de contratos específicos para renovables (PPAs u Opciones).
  - Escenario 2:** Regulación avanzada en materia de autoconsumo donde si está permitido el Balance Neto o la venta de excedente en la subasta eléctrica o través de contratos de PPAs u Opciones.
- **Hipótesis 2 Tecnología:** Se presupone un sector eléctrico dinámico en el tiempo y por lo tanto una evolución de la tecnología empleada y de sus costes asociados, evolución que será necesario predecir y analizar.
  - Escenario 1:** Se considerarán los costes actuales que operan en el sector fotovoltaico en el año 2019 para los principales elementos que componen la instalación.
  - Escenario 2:** Se analizará la sensibilidad del precio de los elementos materiales que contempla la instalación. Para ello se considerará un almacenamiento con baterías competitivo ayudado de un generador.
- **Hipótesis 3 Impacto Red Eléctrica:** Puesto que la red eléctrica es no ajena a la penetración de energías renovables en su sistema, se precisa de un análisis de costes para ver en qué grado le afecta al operador de la red la introducción de renovables en sus costes de operación y mantenimiento.
  - Escenario 1:** Se aplican los actuales procedimientos de cálculo de los peajes existentes en el área donde aplica el piloto.

### 5.4 Diseño Experimental

### 5.4.1 Fase I: Gestión de la Demanda (Entradas)

La herramienta que se utiliza en esta primera parte de la metodología, ha sido diseñada para evaluar el impacto económico y medioambiental de la respuesta a la demanda (DR) de los clientes industriales y se ha adaptado a consumidores del tipo que se considera en este caso, ajustándola a los nuevos procesos de consumo. En su versión básica, la herramienta de simulación es una aplicación basada en Microsoft Excel para evaluar el efecto de las acciones de respuesta a la demanda y para analizar la flexibilidad potencial de los clientes en un mes base. Las evaluaciones económicas y medioambientales son realizadas teniendo en cuenta la participación del cliente en un mercado de operación reduciendo o vertiendo sus cargas (flexibilidad) según convenga.

La respuesta a la demanda, ha demostrado ser un mecanismo útil que puede llegar a producir beneficios significativos para ambos, cliente y sistema eléctrico. Sin embargo, los clientes normalmente no se dan cuenta de su potencial vinculado a la mejora de la gestión de sus instalaciones, lo que se puede lograr gracias a la reprogramación de la producción o mediante la reducción de la carga de consumo. Esta herramienta de simulación ofrece una evaluación que, aunque no sea definitiva, utiliza información detallada de los clientes y se basa en un escenario de mercado realista. Así, se pueden obtener los ingresos económicos para el cliente en términos de un análisis de costo-beneficio y el impacto ambiental para todo el sistema. La información requerida para poder implementar la herramienta se muestra en color amarillo en los bloques de parametrización de entradas del diagrama ya introducido en el capítulo 4 Propuesta de Metodología.

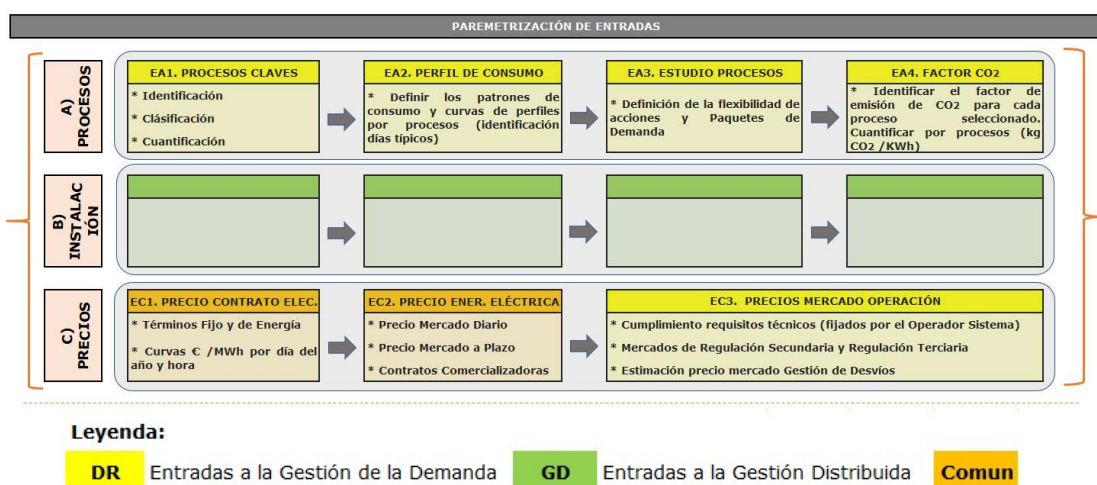


Figura nº 5.3: Parametrización de entradas Fase 1 (Gestión de la Demanda).

#### 5.4.1.1. Procesos Clave (EA1)

El primer paso consiste en una correcta clasificación de todos los procesos susceptibles de consumir electricidad. Una vez identificados los procesos, deberán establecerse sus indicadores asociados cuyo objetivo será parametrizar la flexibilidad de las cargas. Los indicadores se agruparán entre los pertenecientes al área técnica denominados a partir de ahora como parámetros técnicos y los pertenecientes al área financiera o parámetros financieros. Dentro de los pertenecientes al área técnica, se distinguirán los indicadores de banda de capacidad y los relativos a especificaciones técnicas para la entrega. Por otro lado, dentro de los pertenecientes al área económica, se distinguirán los indicadores relativos a costes directos y los relativos a costes indirectos.

Como resultado de este ejercicio sobre el caso en estudio, se obtienen los 5 procesos que definimos a continuación:

- Proceso 1: Calor, Ventilación y Aire Acondicionado.
- Proceso 2: Termo-Eléctrico
- Proceso 3: Iluminación.
- Proceso 4: Aparatos Electrónicos.
- Proceso 5: Otros.

#### **5.4.1.2. Perfil de consumo (EA2)**

En este apartado se recogerá la información relativa a todos los puntos de consumo (denominados <sup>8</sup>CUPs) de ambos centros universitarios. La unidad de trabajo será el consumo cuarto horario y la unidad de medida el KWh. El año de referencia analizado es el curso académico 2015. Con la información obtenida e identificación de los días típicos, se definirán posteriormente los patrones de consumo y sus curvas de perfiles por procesos. El resultado es una matriz de consumos cuarto-horarios con 560.640 datos (365 días de 24 horas y 16 CUPs), que totalizan un consumo de 96 GWh, perteneciendo 40 GWh a la Universidad de Valencia y 56 GWh a la Universidad Politécnica. A la matriz de consumos se le asignarán los días laborables y no laborables atendiendo al calendario laboral de ambas universidades, así como las estaciones del año, invierno, verano, primavera y otoño y finalmente su periodo tarifario eléctrico asociado (P1 a P6).

En el **Anexo 5.1 Matrices, tablas y curvas de consumos** se pueden ver las matrices, tablas y curvas obtenidas de los consumos. Dichos resultados se implementarán en la metodología desarrollada en Fase I con la finalidad de evaluar el efecto en el consumo final de las acciones de respuesta a la demanda, analizando así la flexibilidad potencial de los clientes en un mes base.

#### **5.4.1.3 Estudio de los procesos (EA3)**

La mayoría de los clientes industriales no son conocedores de su perfil de consumo de energía ni de la flexibilidad que puedan presentar sus procesos de producción. Por ese motivo, antes de aplicar la metodología, será necesario realizar una auditoría de flexibilidad para caracterizar el consumo eléctrico de los diferentes procesos y para identificar las acciones de DR que podrían implementarse en las instalaciones del cliente. Fruto de la auditoría se identificarán los días típicos que representan patrones diarios repetibles de consumo para el cliente durante el año.

A continuación, para obtener las curvas de carga diarias, se deberá llevar a cabo el proceso descrito a continuación:

- Primero identificar y eliminar los días que incluyen datos anómalos (falta de datos, apagones, periodos de mantenimiento, etc.).
- Posteriormente, los perfiles diarios son comparados y agrupados (tipo de día) según patrones de consumo de energía similares tratando de reducir la desviación estándar de cada grupo tanto como sea posible. Cuando el valor de desviación estándar de todos los grupos se vuelve aceptable, la curva de carga eléctrica promedio de todos los días seleccionados se considera representativa de cada grupo (día típico).

Una vez definidos todos los días típicos, se especifican las acciones de DR para cada proceso. Cada acción de DR se caracteriza de acuerdo con una serie de parámetros

---

<sup>8</sup> El Código Universal del Punto de Suministro (CUPs) es un código único que identifica el punto de suministro de energía (ya sea electricidad o gas canalizado) en España.

técnicos ya introducidos en la metodología. En el **Anexo 5.2 Parámetros técnico económicos asociados a cada proceso** se muestran los parámetros técnico económicos obtenidos de cada proceso. Se establecerán además para cada uno de estos procesos sus curvas de carga de potencia asociadas (kWh), curvas mostradas en el **Anexo 5.3. Input Curvas de Carga de Potencia (kWh)**.

Finalmente se implementarán en la herramienta los procesos establecidos y sus indicadores y parámetros para la evaluación de cargas y posterior optimización económica de la solución.

#### 5.4.1.4 Factor CO<sub>2</sub> (EA4)

Con el fin de completar el estudio llevado a cabo con las variaciones producidas en materia medioambiental fruto de la flexibilidad de cargas, será necesario conocer e identificar el factor de emisión de CO<sub>2</sub> para cada proceso seleccionado (kg CO<sub>2</sub>/kWh).

The screenshot shows a software interface titled "CO2 EMISSION FACTORS tonCO<sub>2</sub>/MWh". It includes a legend with "Not defined" (yellow) and "Overlap" (red). Below the legend are two radio buttons: "Consider definition by periods" (selected) and "Consider hourly emission factors". The main area is a grid with 31 rows (representing days from 01/01/2015 to 31/01/2015) and 24 columns (representing hours from 0:00 to 23:00). Each cell in the grid contains a numerical value, mostly 0.52, with some cells containing 0.65 or 0.75. The values are color-coded: 0.52 is green, 0.65 is orange, and 0.75 is red. The grid shows a clear daily cycle where values are 0.52 during the day and increase to 0.65 or 0.75 during the night.

**Figura nº 5.4:** Tabla con los factores de emisión de CO<sub>2</sub> utilizados en la herramienta para la simulación del mes de enero.

#### 5.4.1.5 Precio Contrato Eléctrico (EC1)

En la tabla 5.4.1 Input precios contrato eléctrico cts €/kWh, del **Anexo 5.4 Input Herramienta Fase I: PRECIOS**, se podrán consultar los precios del kWh que aparecen en el contrato eléctrico del caso en estudio.

#### 5.4.1.6 Precios Energía Eléctrica (EC2)

En la tabla 5.4.2 Input precios entrega energía €/MWh, del **Anexo 5.4 Input Herramienta Fase I: PRECIOS** se podrán consultar los precios de entrega de energía en MWh.

#### 5.4.1.7 Precios Mercado Operación (EC3)

En este apartado se recoge la información durante el periodo analizado de los mercados de precios en su banda de regulación, publicados por el Operador Independiente del Sistema (Transmission System Operator, TSO, Red Eléctrica en el

caso de España), incluyendo regulación secundaria, y terciaria. (página web ESIOS<sup>9</sup>). El resultado es una matriz de precios casados en euros de la banda de regulación secundaria por día y hora del año, y otra matriz en los mismos términos para la banda de regulación terciaria. La tabla 5.4.3 Input precios Banda de Capacidad €/MWh, del Anexo 5.4 Input Herramienta Fase I: PRECIOS, recoge esta información.

### 5.4.2 Fase I: Gestión de la Demanda (Salidas)

El siguiente diagrama muestra la información extraída de los bloques de salida fruto de la aplicación de la gestión de la demanda al caso en estudio.

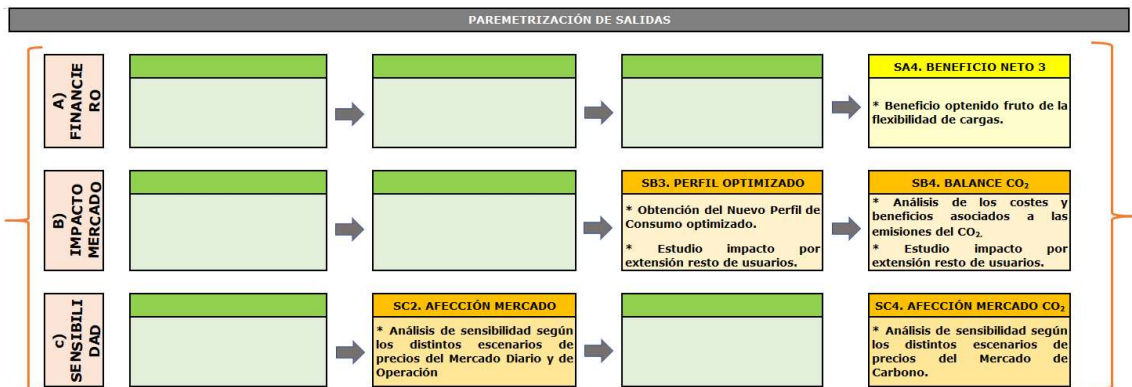


Figura nº 5.5: Parametrización de salidas a la gestión de la demanda.

#### 5.4.2.1 Beneficio Neto 3 (SA4)

La siguiente tabla muestra el beneficio neto mensual obtenido para el consumidor, fruto de aplicar la flexibilidad de cargas a los procesos de consumo energético previamente definidos.

El balance energético anual conseguido con esta primera fase de optimización de la gestión de la demanda es de **11.438.137 kWh** o lo que es lo mismo un **12%** de reducción en el consumo energético, cantidad que se traduce en un beneficio neto para el consumidor de **435.442 €**. Es decir que la metodología consigue en esta primera fase de su desarrollo un ahorro económico del **4,3%**.

<sup>9</sup> <https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios> (AMBITO: Mercados y Precios -> PROCESO: Banda de Regulación Secundaria -> Precio Banda de Regulación Secundaria)



Año 2015	Balance energético, kWh	Balance de CO2, tonCO2	Pago ofrecido por el TSO, €	BENEFICIO NETO para el consumidor, €
ene	805.328	84	10.760 €	21.131 €
feb	967.935	129	13.372 €	29.910 €
mar	833.949	58	6.101 €	13.555 €
abr	609.686	14	3.370 €	5.117 €
may	739.934	60	7.296 €	14.700 €
jun	1.027.383	200	22.595 €	50.005 €
jul	1.906.788	581	60.972 €	141.821 €
ago	669.446	42	8.428 €	13.022 €
sep	1.344.432	336	31.791 €	77.795 €
oct	881.693	121	12.048 €	28.052 €
nov	767.688	51	7.849 €	13.758 €
dic	883.875	99	13.728 €	26.575 €
<b>Total gene</b>	<b>11.438.137</b>	<b>1.776</b>	<b>198.309</b>	<b>435.442</b>

**Figura nº 5.6:** Tabla beneficio neto mensual año 2015 (Herramienta Fase I).

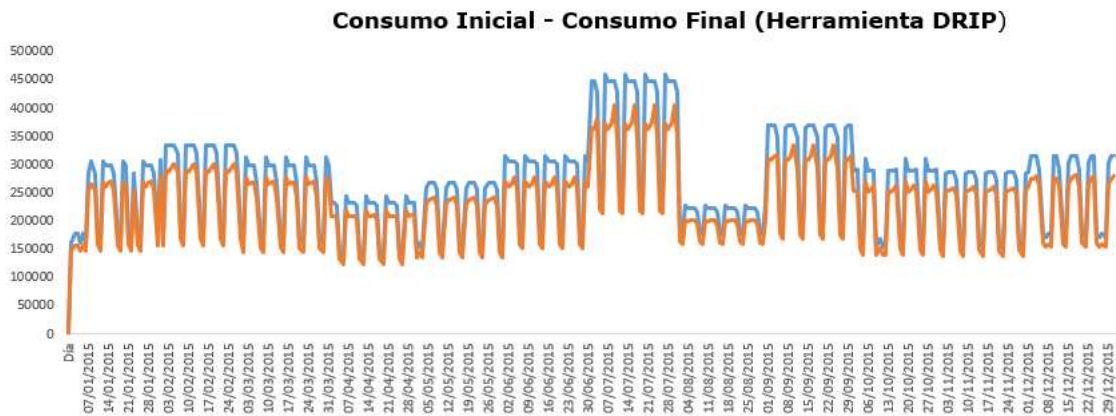
El pago ofrecido por el TSO es lo máximo que el TSO estaría dispuesto a pagarle a los consumidores, que es lo que les paga actualmente a los generadores. Entre el mínimo requerido por los consumidores (sus costes y beneficios mínimos esperados) y el máximo que el TSO está dispuesto a pagar estaría el precio real que se pagaría a la respuesta de la demanda. Lo que se ahorre el TSO con respecto a lo que paga ahora sería su beneficio; para los consumidores, lo que les pagarán por encima de su mínimo requerido sería su beneficio adicional (al calcular el mínimo requerido ya que incluye un beneficio mínimo esperado por los consumidores).

#### 5.4.2.2 Perfil Optimizado (SB3)

En la siguiente tabla y gráfico se aprecia con un mayor detalle el balance energético conseguido tras el ejercicio de flexibilidad de cargas, obteniendo así el nuevo perfil de consumo optimizado que se utiliza como dato de partida para la fase de Generación distribuida.

Año 2015	Consumo inicial, kWh	Consumo final, kWh	Balance energético, kWh
ene	7.302.159	6.496.831 €	805.328
feb	8.379.008	7.411.073 €	967.935
mar	8.000.164	7.166.215 €	833.949
abr	6.271.556	5.661.870 €	609.686
may	6.987.221	6.247.288 €	739.934
jun	8.146.340	7.118.957 €	1.027.383
jul	12.202.358	10.295.571 €	1.906.788
ago	6.472.621	5.803.174 €	669.446
sep	9.579.680	8.235.248 €	1.344.432
oct	7.644.074	6.762.381 €	881.693
nov	7.377.093	6.609.405 €	767.688
dic	7.944.589	7.060.714 €	883.875
<b>Total gene</b>	<b>96.306.865</b>	<b>84.868.728 €</b>	<b>11.438.137</b>

**Figura nº 5.7:** Tabla balance energético en kWh mensual (año 2015).



**Figura nº 5.8:** Gráfico balance energético en kWh tras la aplicación de la herramienta (año 2015) – La curva color azul representa el consumo Inicial y la naranja el consumo Final.

Un estudio de impacto económico por extensión de estos resultados al resto de usuarios susceptibles de utilizar esta metodología en sus procesos de consumo energético será planteado en apartados posteriores.

#### 5.4.2.3 Balance CO<sub>2</sub> (SB4)

Dentro de este apartado de internalización de costes de CO<sub>2</sub> el principal cometido será el análisis durante el periodo analizado de las variaciones de emisiones de CO<sub>2</sub> que se produzcan consecuencia del resultado de priorización de las cargas o gestión de la demanda (Tn de CO<sub>2</sub> añadidas o evitadas a la atmósfera por flexibilidad de cargas). Para ello deberán conocerse los coeficientes de emisiones por procesos productivos que se vean afectados en este ejercicio, así como los precios que operan en el mercado de emisiones. La información de precios quedará recogida en el siguiente gráfico de evolución de precios del CO<sub>2</sub> (€/Tn) desde el año 2015. Para un mayor análisis deberá tenerse en cuenta que el coste de la energía no sigue la misma tendencia que el coste de su CO<sub>2</sub> asociado por lo que deberá de considerarse este aspecto en el balance total del coste del CO<sub>2</sub>.



**Figura nº 5.9:** Gráfico de evolución de precios del CO<sub>2</sub> (€/Tn) desde el año 2015. (fuente: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>).

Año 2015	Balance energético, kWh	Balance de CO2, tonCO2
ene	805.328	84
feb	967.935	129
mar	833.949	58
abr	609.686	14
may	739.934	60
jun	1.027.383	200
jul	1.906.788	581
ago	669.446	42
sep	1.344.432	336
oct	881.693	121
nov	767.688	51
dic	883.875	99
<b>Total gene</b>	<b>11.438.137</b>	<b>1.776</b>

AÑO	€/Tn (prom. anual)	Balance H.Drip (Tn)	Balance en €
2015	7,28	1.776	12.929 €

**Figura nº 5.10:** Tabla balance de CO<sub>2</sub> (Tn CO<sub>2</sub>).

El balance energético anual conseguido de 11.438.137 kWh, se traduce aquí en un balance de CO<sub>2</sub> de **1.776 ton CO<sub>2</sub>**. Quedará pendiente un estudio de impacto ambiental por extensión de estos resultados al resto de usuarios susceptibles de utilizar esta metodología en sus procesos de consumo energético.

#### 5.4.2.4 Impacto en el Mercado (SC2)

En este apartado se realiza un análisis de sensibilidad según los distintos escenarios de precios que operan en el mercado de operación. Es decir, se trata de ver cómo le afecta al resultado económico obtenido fruto del ejercicio de priorización de las cargas la variabilidad del mercado de precios de la energía eléctrica. A tal fin, se opta por hacer una nueva simulación con los precios de operación del 2018. Los precios del 2018 son en promedio un 25% más baratos que los del 2015 siendo el resultado económico obtenido de **314.419 €**, es decir un 28% menos que el obtenido en el 2015 como se aprecia en la siguiente tabla.

2018	Balance energético, kWh	Margen de decisión, €	Balance de CO2, tonCO2	BENEFICIO NETO para el consumidor, €
ENERO	671.468	7.263	129	23.999 €
FEBRERO	750.562	7.294	143	25.876 €
MARZO	213.106	2.848	43	8.458 €
ABRIL	82.304	1.068	19	3.733 €
MAYO	444.365	3.734	89	15.259 €
JUNIO	1.007.705	6.597	200	33.870 €
JULIO	3.006.631	13.552	587	95.413 €
AGOSTO	383.546	2.556	73	12.270 €
SEPTIEMBRE	1.572.984	8.976	308	51.660 €
OCTUBRE	501.348	5.720	99	18.668 €
NOVIEMBRE	360.000	3.868	66	11.677 €
DICIEMBRE	395.767	4.014	75	13.538 €
<b>Totales</b>	<b>9.389.787</b>	<b>67.490</b>	<b>1.830</b>	<b>314.419 €</b>

**Figura nº 5.11:** Beneficio neto mensual año 2018.

### 5.4.2.5 Impacto en el Mercado CO<sub>2</sub> (SC4)

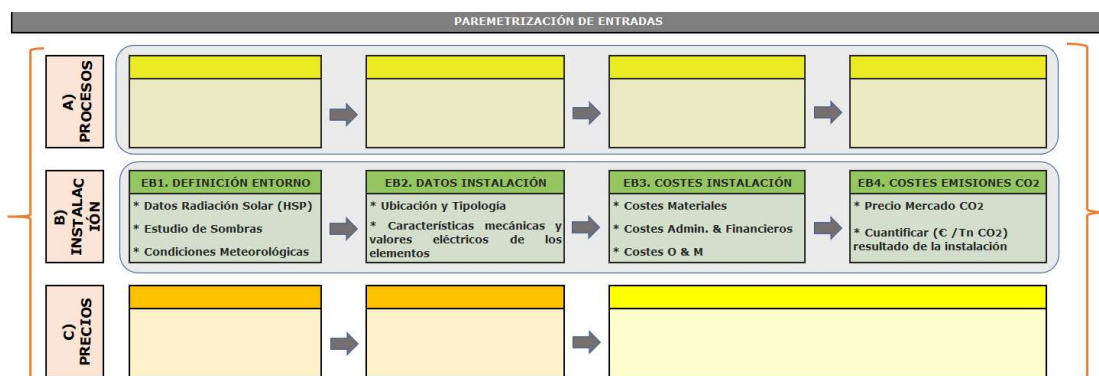
También en este apartado se realiza un análisis de sensibilidad según los distintos escenarios de precios que operan en el mercado de carbono. Se trata de ver nuevamente, cómo le afecta al resultado económico global del ejercicio la variabilidad del mercado de precios del CO<sub>2</sub>. Es importante apuntar que la herramienta no considera los precios del mercado del CO<sub>2</sub> para su análisis, pues se limita a la obtención del balance de emisiones (Tn CO<sub>2</sub>) consecuencia del movimiento de cargas. No obstante, en términos de ahorro, un primer enfoque nos daría el siguiente resultado:

AÑO	€/Tn (prom. anual)	Balance H.Drip (Tn)	Balance en €
2015	7,28	1.776	12.929 €
2018	15,64	1.830	28.623 €

**Figura nº 5.12:** Análisis de sensibilidad en € según el balance de emisiones de CO<sub>2</sub> obtenido.

### 5.4.3 Fase II: Generación Distribuida (entradas)

En esta segunda parte del trabajo experimental, se plantea una simulación con la herramienta descrita en Fase II para ver cómo se comporta en términos energéticos, medioambientales y económicos una instalación fotovoltaica con capacidad de generación de "X" MWp diseñada para optimizar los consumos del centro universitario objeto de este análisis.



**Figura nº 5.13:** Parametrización de entradas a la generación distribuida.

#### 5.4.3.1 Definición Entorno (EB1)

El primer paso previo al planteamiento de una instalación de generación distribuida, que en este caso es de fotovoltaica, es definir bien las condiciones del entorno donde se va a acometer la instalación. En función de esas condiciones los rendimientos de la instalación podrán variar significativamente.

Se han considerado los siguientes parámetros del entorno:

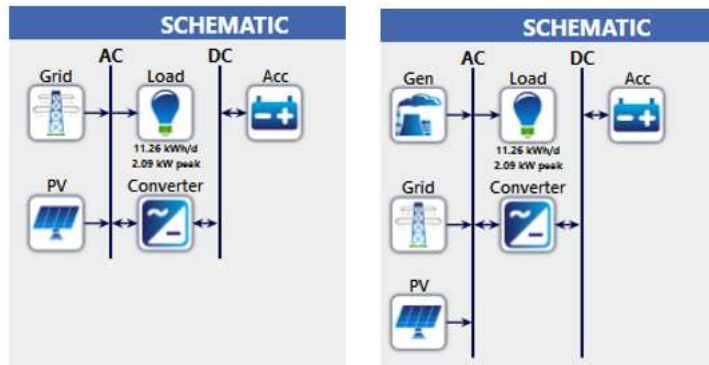
- Radiación global horizontal (kWh/m<sup>2</sup>/año): 1.617.
- Irradiación Ga (α,β) (kWh/m<sup>2</sup>/año): 1.874.
- Condiciones Meteorológicas (39°28,3'N, 0°3,2'W).

#### 5.4.3.2 Datos de la Instalación (EB2)

La ubicación o localización de la instalación será la propia Universidad Politécnica de Valencia en CV-3115, 46120 Alboraya, Valencia, España (39°29,5'N, 0°19,8'W),

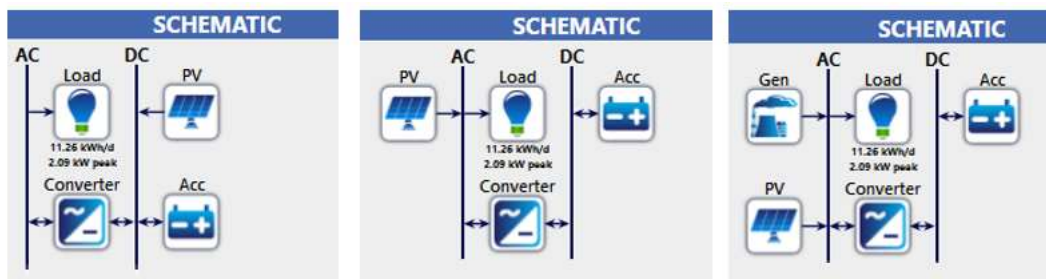
siendo la configuración o la tipología de la instalación distinta en función de la modalidad de autoconsumo que se haya seleccionado. A continuación, se muestran algunos ejemplos básicos de configuraciones:

Para sistemas conectados a red existen principalmente las dos opciones que se muestran en la Figura 5.14, mientras que para instalaciones aisladas de la red se pueden encontrar entre otras, las configuraciones mostradas en la Figura 5.15.



**Figura nº 5.14:** Tipologías de sistemas conectados a red.

En la figura 5.14, aparece el panel "PV" inyectando en AC. El panel genera siempre en DC, sin embargo, el programa utilizado en la metodología, a la hora de diseñar la parte de fotovoltaica permite incorporar en "PV" al inversor que transforma a AC, por eso la inyección fotovoltaica entra directamente a AC sin pasar por DC. Por otro lado, el convertidor tiene como objetivo transformar la fotovoltaica para la carga de las baterías ("Acc"). En este caso, se plantea la carga de las baterías desde el bus AC.



**Figura nº 5.15:** Tipologías de sistemas aislados de red.

Como se aprecia en la figura 5.15, el panel "PV" aparece tanto en el bus de AC como en el bus de DC. Como ya se ha mencionado, se puede decidir incluir el inversor en "PV" o no hacerlo. En caso de no incluirse el inversor, se está planteando un sistema con reguladores de carga en los cuales se inyecta fotovoltaica directamente en el bus DC y el convertidor es el que dispone las cargas en AC, no importa que la energía venga directamente desde "PV" o desde "Acc" tras generarse en "PV". (La carga la consideramos siempre en el bus AC).

Para el estudio se han considerado las siguientes tipologías de instalaciones fotovoltaicas:

- **Simulación 1.0:** No existe ninguna instalación fotovoltaica.
- **Simulación 2.1:** Se ha considerado una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red sin excedentes (con dispositivo de inyección 0).
- **Simulación 2.2:** Se ha considerado una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red con opción a balance neto (considerando una

legislación favorable a vender al mismo precio que compras en cada momento).

- **Simulación 2.3.1:** Se ha considerado una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red con opción a venta de energía excedentaria a 8,0 cent/kWh (acuerdo favorable con la comercializadora).
- **Simulación 2.3.2:** Se ha considerado una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red con opción a venta de energía excedentaria a 5,7 cent/kWh (precio promedio subasta eléctrica 2015).
- **Simulación 2.3.3:** Se ha considerado una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red con opción a venta de energía excedentaria a 4,2 cent/kWh (acuerdo desfavorable con la comercializadora).
- **Simulación 2.4.1:** Se ha considerado una instalación fotovoltaica de autoconsumo sin conexión a red con batería y generador diésel a precio actual (2019) de mercado.
- **Simulación 2.4.2:** Se ha considerado una instalación fotovoltaica de autoconsumo sin conexión a red con batería y generador diésel a un precio más competitivo para amortizar la instalación.

#### 5.4.3.3 Costes de la Instalación (EB3)

El estudio de costes de la instalación de autoconsumo se hará acorde a los precios actuales del mercado que operan en el 2019. No es objeto de este estudio hacer un análisis de costes exhaustivo para una instalación de autoconsumo, sin embargo, se trata de la manera lo más precisa posible, de recoger todos los aspectos que resulten relevantes para la obtención de un resultado acorde a la realidad. La instalación estará compuesta por los siguientes elementos principales, inversor de conexión a red, módulos fotovoltaicos, estructuras metálicas y centro de transformación.

Se deben considerar también unos costes en concepto de Ingeniería y Plan de Seguridad y Salud:

- Diseño de la instalación, estudios energéticos, estudios de rentabilidad y medioambientales, cálculo de cargas, layout y esquemas unifilares.
- Tramitación y legalizaciones, gestión de la licencia de obra, punto de conexión, etc.
- Plan de seguridad y salud (instaladores autorizados, instalación sistemas seguridad anticaída, etc.).

Se han tenido en cuenta, además, los costes siguientes de instalación y montaje del proyecto.

- Equipamiento de obra, materiales, equipos, personal, etc.
- Obra Civil.
- Instalación eléctrica, cableado, protecciones y puesta a tierra, interconexión en red interior e instalación de los equipos de medida necesarios según legislación vigente.
- Montaje estructura, centro de transformación, módulos e inversores (conexionado series).
- Puesta en marcha.
- Instalación contador generación.
- Seguro de responsabilidad civil y de montaje.

Finalmente se debe incluir una partida de costes relacionados con las tareas de operación y mantenimiento de la instalación. Las partidas principales a considerar en este ámbito se detallan a continuación:

- Mantenimiento preventivo (limpieza módulos, pares de apriete, revisión electrónica, etc).
- Mantenimiento correctivo.
- Repuestos.
- Monitorización y seguimiento de la instalación.
- Garantía por el conjunto de la planta, exclusivamente contra defectos de diseño o de la instalación. Extensión garantía materiales.
- Seguro a todo riesgo durante el periodo (daño eléctrico, inclemencia meteorológica, incendio, vandalismo, robo y pérdida de beneficio, consecuencia de los riesgos asegurados). Este periodo se contabilizará a partir de la fecha de recepción provisional.
- Desmantelamiento ordenado de la instalación al finalizar su vida útil.
- Gestión adecuada del residuo RAEEs según el RD 110/2015.

**ESTIMACIÓN PRECIOS REALES DE MERCADO A FECHA SEPTIEMBRE 2019**

**Cliente:** Universidad Politécnica de Valencia y Universidad de Valencia  
**Empresa:**

**Instalación:** Instalación fotovoltaica en cubiertas del Campus Universitario  
**Localización:** Campus Universitario

**Potencia proy. (kWp):** **25.000** Precio final EPC (€/Wp) **0,85 €**

**1. PROYECTO INGENIERÍA**

Pos. Descripción	Cantidad	Precio Unit EUR	Precio Tot. EUR	€ / Wp
1.1 Redacción de proyecto de ingeniería para una instalación solar fotovoltaica en cubierta de 2,5 MWp.				
1.2 Dirección de obra y Certificado Final.				
1.3 Tramitación del expediente en la compañía suministradora				
1.4 Tramitación de la legalización en la C. de Industria	1,00	88.235 €	88.235 €	0,004 €
1.5 Se incluye la redacción del Plan de Seguridad y Salud				
Se incluyen en el presupuesto los gastos de visado de los proyectos. No se incluyen				
1.6 las Tasas de Ayuntamiento e Industria. Incluye los trámites y la presentación de la documentación ante Ayuntamiento y Conselleria de Industria.				

**2. SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE MATERIALES**

Pos. Descripción	Wp	Cantidad	Precio Unit EUR	Precio Tot. EUR	€ / Wp
2.1.2 Módulo Mono Perc 72 células 370Wp Aluminio anodizado	370	67.568	100 €	6.764.706 €	0,271 €

Pos. Descripción	Cantidad	Precio Unit EUR	Precio Tot. EUR	€ / Wp
2.2.1 SUMINISTRO ESTRUCTURAS SISTEMA BULNES (Alusin Solar) <i>Panel 72 células colocado en horizontal</i>  * Sistema de fijación a la cubierta: Incluido. Tornillos auto taladrantes bimetálicos con punta de broca extralarga para IPN de L= 107 mm y arandela de acero inoxidable + EPDM * Estanqueidad: Sistema de doble junta, incluido. * Acabado : Sin anodizar * Tornillería y fijación de panel solar : Acero Inox A2.	67.568	44,7 €	3.020.668 €	0,121 €
2.2.2 Instalación estructura y montaje mecánico de los paneles sobre la estructura. (Incluye conexionado series).	67.568	33,6 €	2.271.860 €	0,091 €

Pos. Descripción	Cantidad	Precio Unit EUR	Precio Tot. EUR	€ / Wp
2.3.1 Suministro de Inversores de la marca PVS-100-120 TL	250	6.824 €	1.705.882 €	0,068 €
2.3.2 Instalación de Inversores de la marca PVS-100-120 TL	250			
2.3.3 Kit Inyección Zero	25	3.000 €	75.000 €	0,003 €

Pos. Descripción	Cantidad	Precio Unit EUR	Precio Tot. EUR	€ / Wp
2.4.1 Suministro e Instalación eléctrica completa (Cable solar, cuadros AC, instalación bandeja, conectores, acometidas, etc...)	1	1.176.471 €	2.176.471 €	0,087 €
2.4.2 Centro de transformación				

Pos. Descripción	Cantidad	Precio Unit EUR	Precio Tot. EUR	€ / Wp
2.5.1 Suministro e instalación de sistema de monitorización				
2.5.2 Suministro e instalación de sistema de seguridad				
2.5.3 Medios Auxiliares de trabajo para subida de materiales				
2.5.4 Gestión ordenada de residuos				
2.5.5 Alquiler de contenedores	1	2.705.882 €	2.705.882 €	0,108 €
2.5.6 Obra Civil				
2.5.7 Puesta en Marcha				
2.5.8 Seguro				
2.5.9 Supervisión Obra		1.176.471 €	1.176.471 €	0,047 €

Pos. Descripción	Cantidad	Precio Unit EUR	Precio Tot. EUR	€ / Wp
2.6.1 Despacho y transporte hasta instalación (módulos)	1	147.059 €	147.059 €	0,006 €

**3. OPERACIÓN, SEGUROS Y MANTENIMIENTO**

Pos. Descripción	Cantidad	Precio Unit EUR	Precio Tot. EUR	€ / Wp
4.1 Mantenimiento preventivo 3 primeros años incluido.				
4.2 Mantenimiento correctivo				
4.3 Seguro instalación Periodo de 3 años de garantía por el conjunto de la planta, exclusivamente contra defectos de diseño o de la instalación. Seguro a todo riesgo durante el periodo (daño eléctrico, inclemencia meteorológica, incendio, vandalismo, robo y pérdida de beneficio, consecuencia de los riesgos asegurados). Este periodo se contabilizará a partir de la fecha de recepción provisional.	1	588.235 €	588.235 €	0,024 €
4.4 Desmantelamiento de la instalación al finalizar la vida útil (en cumplimiento del RD 110/2015 de Residuos Electrónicos).				

**4. PRECIO FINAL**

Pos. Descripción	Cantidad	Precio Unit EUR	Precio Tot. EUR	€ / Wp
3.7 Precio Venta total sin IVA 21% (EUR)			<b>21.138.845 €</b>	
3.8 €/Wp EPC				<b>0,85 €</b>
Duración aproximada de los trabajos				

**5. GARANTÍAS**

- 5.1 Garantía de la instalación eléctrica 2 años
- 5.2 Garantía Española de paneles 12/25 años
- 5.3 Garantía de inversores 5 años
- 5.4 Garantía de la estructura 25 años

**6. ESTE PRESUPUESTO NO INCLUYE**

- 6.1 Tasas ni impuestos (Tasas ocupación medios elevación, Tasas ayuntamientos, etc...)
- 6.2 Obra Civil adicional a la planteada
- 6.3 Gastos Financiación (tipo renting, leasing, etc.).
- 6.4 Estamos considerando terraza transitable.
- 6.5 Contador Bidireccional Fronius Smart Meter 50ka-3 (Precio venta 210 €)
- 6.6 Permiso acceso Garantías 40 €/kWp  
Suelo urbanizado > 15 kWp  
Suelo no urbanizado > 10 kWp



**Figura nº 5.16:** Precios de mercado año 2019 (Fuente: elaboración propia).

**Nota:**

El dimensionado de los inversores con respecto a los módulos siempre se hace manteniendo una relación DC/AC entre 1,1 y 1,2. Esto se realiza así porque la potencia pico de los módulos FV está tomada en condiciones STC (Standard, 1000 W/m<sup>2</sup> y 25°C de temperatura de célula), mientras que cuando hay 1000 W/m<sup>2</sup> la célula suele estar entre 45 y 60°C, dependiendo de la localización y la época del año. Esto quiere decir que, tomando los coeficientes de caída de potencia con respecto a la temperatura de la ficha técnica la potencia máxima que puede dar un módulo fotovoltaico es como mucho un 85%-87% de la potencia en condiciones STC. Tanto los programas Homer como PVSyst como el resto de herramientas de simulación fotovoltaica utilizan este dato para su cálculo.

Resumen de los costes totales obtenidos:

	FOT	€/Wp	% Total
PROYECTO INGENIERÍA Y LEGALIZACIÓN	88.235 €	0,004 €	<b>0,42%</b>
MÓDULOS	6.764.706 €	0,271 €	<b>32,00%</b>
ESTRUCTURA	3.020.668 €	0,121 €	<b>14,29%</b>
INVERSORES	1.780.882 €	0,071 €	<b>8,42%</b>
MATERIAL ELÉCTRICO Y CENTRO TRANSF.	2.176.471 €	0,087 €	<b>10,30%</b>
INSTALACIÓN ESTRUCTURA, MÓDULOS E INVERSORES	2.271.860 €	0,091 €	<b>10,75%</b>
LOGÍSTICA DEL PROYECTO	147.059 €	0,006 €	<b>0,70%</b>
OBRA CIVIL, SUPERVISIÓN OBRA, PUESTA EN MARCHA, MONITORIZACIÓN Y SISTEMA SEGURIDAD	3.882.353 €	0,155 €	<b>18,37%</b>
CONTINGENCIAS	805.289 €	0,032 €	<b>3,81%</b>
FEE COMERCIAL	201.322 €	0,008 €	<b>0,95%</b>
<b>TOTALES</b>	<b>21.138.845 €</b>	<b>0,85 €</b>	<b>100,00%</b>

El resultado final es un precio sin IVA de **850 € por KWp** instalado en las condiciones y con los materiales anteriormente expuestos (la partida de materiales del proyecto es superior al 60%).

Por otro lado, se tendrán en cuenta los siguientes ratios económicos:

- Tasa de descuento nominal: **10%**  
Siendo:  
 $d = i / (1+i)$   
i el tipo de interés
- Tasa de inflación (INE 2018): **1,67%**

#### 5.4.3.4 Costes Emisiones CO<sub>2</sub> (EB4)

El programa utilizado en Fase II calcula las emisiones en términos de kg/año producidas por el sistema planteado. Las emisiones son principalmente de CO<sub>2</sub>, pero el sistema también es capaz de cuantificar las emisiones de Monóxido de Carbono, Hidrocarbonos, Dióxido de Sulfuro u Óxido de Nitrógeno. Conociendo los precios de CO<sub>2</sub> (€/Tn) en el periodo en el que se acomete la instalación se puede cuantificar económicamente el resultado obtenido en materia medioambiental fruto de las distintas simulaciones fotovoltaicas planteadas en cada escenario. La potencia fotovoltaica instalada (kW) que aparece en cada simulación es la óptima de su serie como se verá en capítulos posteriores.

Modalidades Autoconsumo	Sim.1.0	Sim.2.1	Sim.2.2	Sim.2.3.1	Sim.2.3.2	Sim.2.3.3	Sim.2.4.1	Sim.2.4.2
<b>Fase 2: Consumo final (84,5 GWh)</b>	Sin instalación FV	Inyección 0 sin excedentes	Conectado a red con balance neto	Conectado a red con opción a venta de energía (precio: 8,0 cent/kWh)	Conectado a red con opción a venta de energía (precio: 5,7 cent/kWh)	Conectado a red con opción a venta de energía (precio: 4,2 cent/kWh)	Sin conexión a red con Baterías (302 €/kWh) y Generador Diesel (1,2 €/litro)	Sin conexión a red con Baterías (10,48 €/kWh) y Generador Diesel (0,38 €/litro)
<b>Potencia Fotovoltaica instalada DC (kW)</b>	0	25.000	50.000	75.000	40.000	35.000	80.000	60.000
Fración Renovable (%)	0,0%	25,5%	49,8%	62,6%	42,5%	38,3%	85,0%	81,8%
Emisiones CO <sub>2</sub> (Teq/año) - Coef. Red: 635 (gr/kWh)	53.652	40.037	32.066	28.183	34.622	36.229	9.675	9.816
Emisiones generadas debido a la fabricación de la instalación FV (Teq CO <sub>2</sub> / año)	0	944	1.888	2.832	1.510	1.322	3.021	2.266
Producción anual (kWh) proyecto FV	0	41.250.000	82.500.000	123.750.000	66.000.000	57.750.000	132.000.000	99.000.000
El proyecto evita en (Teq CO <sub>2</sub> /año) la emisión de:	0	12.671	19.698	22.637	17.520	15.102	40.956	41.570
Amortización de la instalación en términos CO <sub>2</sub> (años)	0	1,86	2,40	3,13	2,16	2,05	1,84	1,36
Producción libre de emisiones de (vida útil panel 25 años)	0	23,14	22,60	21,87	22,84	22,95	23,16	23,64
<b>Emisiones Totales CO<sub>2</sub> (Teq - 25 años)</b>	<b>1.341.302</b>	<b>1.024.529</b>	<b>848.859</b>	<b>775.379</b>	<b>903.305</b>	<b>938.761</b>	<b>317.398</b>	<b>302.045</b>
Costes CO <sub>2</sub> (€) - 2015: 7,28 (€/Tn)	9.764.678 €	7.458.574 €	6.179.693 €	5.644.757 €	6.576.060 €	6.834.180 €	2.310.654 €	2.198.885 €
Costes CO <sub>2</sub> (€) - 2018: 15,64 (€/Tn)	20.977.962 €	16.023.641 €	13.276.154 €	12.126.924 €	14.127.690 €	14.682.222 €	4.964.097 €	4.723.979 €

Figura nº 5.17: Tabla resultados emisiones CO<sub>2</sub> según la simulación seleccionada.

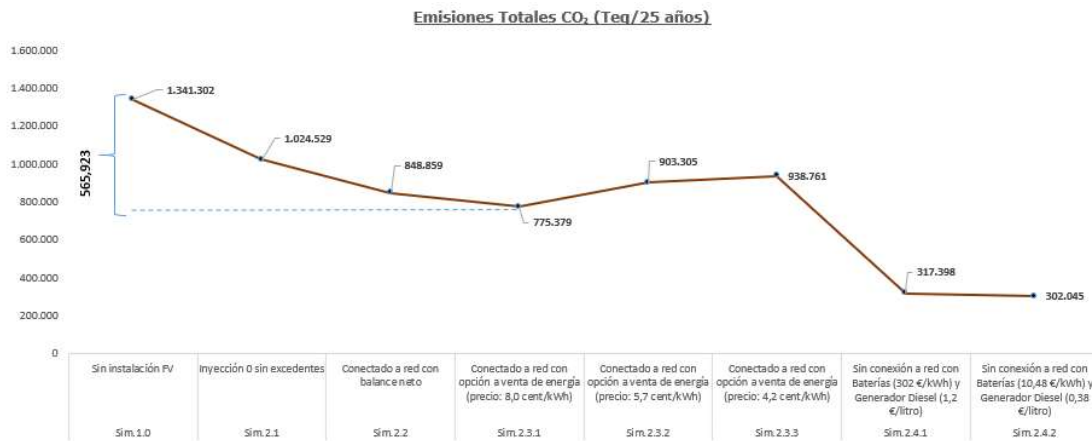


Figura nº 5.18: Gráfico de emisiones totales CO<sub>2</sub> según la simulación seleccionada.

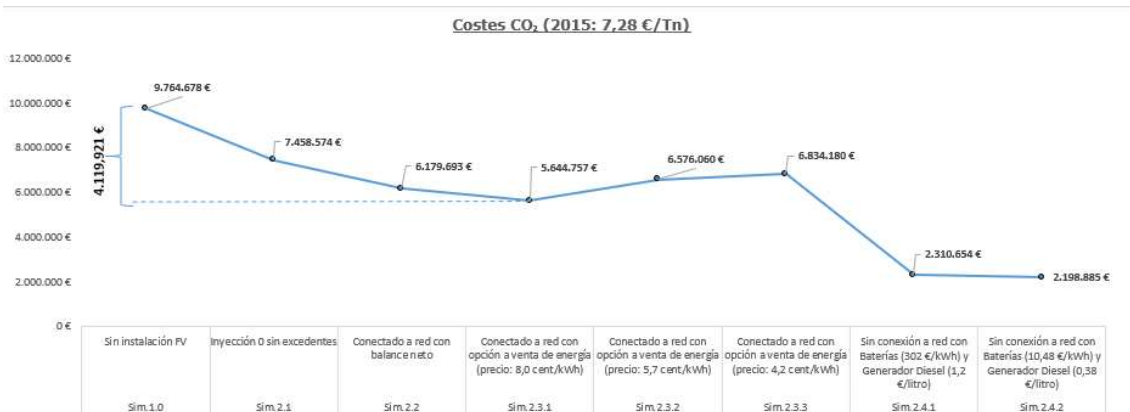


Figura nº 5.19: Gráfico de costes CO<sub>2</sub> según la simulación seleccionada.

Se deduce de las gráficas anteriores que quitando las simulaciones aisladas de red que como es lógico tienen menores tasas de emisiones de CO<sub>2</sub>, la simulación 2.3.1 es la que mejor resultado obtiene en términos medioambientales. Esto se debe a que es la que mayor potencia fotovoltaica instala (75 MWp) y por tanto la que requiere de menor aporte de energía eléctrica de la red. Con respecto a la simulación 1.0 (donde no hay instalación fotovoltaica) la simulación 2.3.1 se ahorra en términos de CO<sub>2</sub> **565.923 Teq-25años** y en términos económicos **4.119.921 €**.

#### 5.4.3.5 Precio Contrato Eléctrico (EC1)

La factura eléctrica fruto de los consumos durante el año 2015 de ambos centros universitarios se obtiene del sumatorio de los siguientes elementos:

1. Término Energía
2. Término Fijo

3. Término Excesos de Potencia
4. Término Consumo Reactiva
5. Impuesto Eléctrico
6. Equipos de Medida
7. IVA

En primer lugar, se analiza el término de energía, que se factura de acuerdo a la siguiente expresión:

$$P_{OMIE_i} = P_{TA_i} + F_i + K_i \times OMIE_i \quad (\text{expresado en cts } \text{€}/\text{kWh})$$

Donde:

- **P<sub>OMIE<sub>i</sub></sub>** es el precio a facturar para la energía consumida en el período i, de acuerdo con lo definido en la tarifa de acceso 6.1A. Este es el precio que se multiplica por el consumo, y es el mismo (por período) para todo el mes.
- **P<sub>TA<sub>i</sub></sub>** es el precio de la tarifa de acceso 6.1A según legislación vigente.
- **F<sub>i</sub>** es un factor fijo por período que toma los siguientes valores:

F1 cts€/kWh	F2 cts€/kWh	F3 cts€/kWh	F4 cts€/kWh	F5 cts€/kWh	F6 cts€/kWh
2,3198	1,3702	1,3369	1,0113	0,9886	0,6416

- **K<sub>i</sub>** es un factor de ponderación adimensional del precio del mercado diario por período que toma los siguientes valores:

K1	K2	K3	K4	K5	K6
1,1114	1,1093	1,1082	1,1062	1,1062	1,0968

- **OMIE<sub>i</sub>** es el precio medio ponderado del mercado diario (zona española) publicado por OMIE para el mes facturado, calculado de acuerdo con la siguiente expresión:

$$OMIE_i = [\sum_{j=1}^{n_i} OMIE_j \times Q_j] / [\sum_{j=1}^{n_i} Q_j]$$

Donde:

- **OMIE<sub>j</sub>** es el precio del mercado diario (zona española) en cada una de las horas j del período i del mes facturado.
- **Q<sub>j</sub>** es el consumo de energía en cada una de las horas j del período i dentro del mes facturado.

Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137

Con todo esto, al final se obtienen 6 precios, uno por cada periodo para cada mes.

Aplicado al caso presente de estudio (campus universitario), los pasos a seguir para la obtención del término de energía son los siguientes:

Tabla 1: Matriz kWh Consumidos por período y mes.

2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio D ≤ 14	Junio D ≥ 15	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
P1	1.920.742	2.244.120	0	0	0	1.870.715	5.021.097	0	0	0	0	0	1.877.195	
P2	2.728.211	3.191.486	0	0	0	1.233.161	3.364.964	0	0	0	0	0	2.712.748	
P3	0	0	1.679.668	0	0	1.085.802	0	0	2.909.841	0	1.783.805	0	0	
P4	0	0	3.060.210	0	0	1.422.136	0	0	3.796.238	0	3.136.618	0	0	
P5	0	0	0	3.779.850	4.365.700	0	0	0	0	0	4.952.756	0	0	
P6	3.139.105	2.811.237	2.746.052	2.302.030	2.773.802	1.231.500	1.345.359	3.775.512	6.680.729	2.964.107	2.698.769	2.556.813	3.140.075	
Sumatorio	7.788.058	8.246.843	7.485.930	6.081.880	7.139.502	3.739.438	4.449.235	12.161.573	6.680.729	9.670.185	7.651.525	7.477.236	7.730.017	
													Consumo Total	
														96.302.152

La primera **tabla 1** recopila los datos obtenidos de consumos en **KWh** de ambos centros universitarios en el año 2015 distribuidos según el mes y periodo tarifario asignado. Los valores 0 corresponden a periodos que, con la actual distribución de periodos, no existen para los meses indicados.

Tabla 2: Matriz PTai Términos de energía (€/KWh)

PTai	2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio D ≤ 14	Junio D ≥ 15	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0,026674	P1	0,02667	0,02667	0,02667	0,02667	0,02667	0,02667	0,02667	0,02667	0,02667	0,02667	0,02667	0,02667	0,02667
0,019921	P2	0,01992	0,01992	0,01992	0,01992	0,01992	0,01992	0,01992	0,01992	0,01992	0,01992	0,01992	0,01992	0,01992
0,010615	P3	0,01062	0,01062	0,01062	0,01062	0,01062	0,01062	0,01062	0,01062	0,01062	0,01062	0,01062	0,01062	0,01062
0,005283	P4	0,00528	0,00528	0,00528	0,00528	0,00528	0,00528	0,00528	0,00528	0,00528	0,00528	0,00528	0,00528	0,00528
0,003411	P5	0,00341	0,00341	0,00341	0,00341	0,00341	0,00341	0,00341	0,00341	0,00341	0,00341	0,00341	0,00341	0,00341
0,002137	P6	0,00214	0,00214	0,00214	0,00214	0,00214	0,00214	0,00214	0,00214	0,00214	0,00214	0,00214	0,00214	0,00214

La **tabla 2** es una matriz de términos de energía expresados en **€/KWh** según el término **PTai** definido anteriormente.

Tabla 3: Matriz Fi - Factor Fijo (€/KWh)

Fi	2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio D ≤ 14	Junio D ≥ 15	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0,023198	P1	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232
0,013702	P2	0,0137	0,0137	0,0137	0,0137	0,0137	0,0137	0,0137	0,0137	0,0137	0,0137	0,0137	0,0137	0,0137
0,013369	P3	0,0134	0,0134	0,0134	0,0134	0,0134	0,0134	0,0134	0,0134	0,0134	0,0134	0,0134	0,0134	0,0134
0,010113	P4	0,0101	0,0101	0,0101	0,0101	0,0101	0,0101	0,0101	0,0101	0,0101	0,0101	0,0101	0,0101	0,0101
0,009886	P5	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099
0,006416	P6	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064

La **tabla 3** es una matriz de términos de factor fijo expresados en **€/KWh** según el término **Fi** definido anteriormente.

Tabla 4: Matriz Ki - Factor Ponderación

2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio D ≤ 14	Junio D ≥ 15	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
P1	1,1114	1,1114	1,1114	1,1114	1,1114	1,1114	1,1114	1,1114	1,1114	1,1114	1,1114	1,1114	1,1114
P2	1,1093	1,1093	1,1093	1,1093	1,1093	1,1093	1,1093	1,1093	1,1093	1,1093	1,1093	1,1093	1,1093
P3	1,1082	1,1082	1,1082	1,1082	1,1082	1,1082	1,1082	1,1082	1,1082	1,1082	1,1082	1,1082	1,1082
P4	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062
P5	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062	1,1062
P6	1,0968	1,0968	1,0968	1,0968	1,0968	1,0968	1,0968	1,0968	1,0968	1,0968	1,0968	1,0968	1,0968

La **tabla 4** es una matriz de términos de factor de ponderación según el término **Ki** adimensional definido anteriormente.

Tabla 5: Matriz OMIEi Ponderado (€/MWh)

2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio D ≤ 14	Junio D ≥ 15	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
P1	63,685	54,567	0,000	0,000	0,000	0,000	58,705	65,004	0,000	0,000	0,000	0,000	62,381
P2	55,809	47,315	0,000	0,000	0,000	0,000	58,168	63,449	0,000	0,000	0,000	0,000	57,424
P3	0,000	0,000	48,785	0,000	0,000	60,214	0,000	0,000	0,000	56,577	0,000	60,415	0,000
P4	0,000	0,000	46,970	0,000	0,000	57,774	0,000	0,000	0,000	54,287	0,000	55,487	0,000
P5	0,000	0,000	0,000	49,849	48,613	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	54,294	0,000	0,000
P6	41,053	32,864	35,947	40,070	40,887	49,917	48,387	52,964	56,439	47,041	42,838	42,770	42,722

La **tabla 5** es una matriz de precios **OMIEi** ponderados expresados en **€/MWh**.

Tabla 6: Matriz POMIEi del precio a facturar

2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio D ≤ 14	Junio D ≥ 15	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
P1	0,121	0,111	0,050	0,050	0,050	0,050	0,115	0,122	0,050	0,050	0,050	0,050	0,119
P2	0,095	0,086	0,034	0,034	0,034	0,034	0,098	0,104	0,034	0,034	0,034	0,034	0,097
P3	0,024	0,024	0,078	0,024	0,024	0,091	0,024	0,024	0,024	0,087	0,024	0,091	0,024
P4	0,015	0,015	0,067	0,015	0,015	0,079	0,015	0,015	0,015	0,075	0,015	0,077	0,015
P5	0,013	0,013	0,013	0,068	0,067	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,073	0,013	0,013
P6	0,054	0,045	0,048	0,053	0,053	0,063	0,062	0,067	0,070	0,060	0,056	0,055	0,055

La **tabla 6** es una matriz de Términos **POMIEi** expresados en **€/KWh** que obedece a la expresión  $P_{OMIEi} = P_{TAi} + F_i + K_i \times OMIE_i$ .

Tabla 7: Matriz FACTURACIÓN MENSUAL POR PERIODOS

2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio D ≤ 14	Junio D ≥ 15	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
P1	231.741	248.015	0	0	0	0	215.351	613.164	0	0	0	0	223.765
P2	260.027	274.816	0	0	0	0	121.033	349.978	0	0	0	0	264.014
P3	0	0	131.094	0	0	98.496	0	0	0	252.232	0	162.211	0
P4	0	0	206.119	0	0	112.784	0	0	0	286.419	0	240.816	0
P5	0	0	0	258.692	292.819	0	0	0	0	0	363.318	0	0
P6	168.191	125.377	131.756	120.860	148.114	77.956	82.907	251.615	470.695	178.283	149.883	141.809	173.991
Sumatorio	659.960 €	648.208 €	468.969 €	379.552 €	440.934 €	289.235 €	419.291 €	1.214.757 €	470.695 €	716.934 €	513.201 €	544.836 €	661.771 €
													Facturación Total 7.428.342 €

Finalmente, la **tabla 7** es el resultado de multiplicar para cada mes y periodo tarifario el resultado **POMIEi** (€/kWh) obtenido de la tabla 6 por los kWh consumidos obtenidos en la tabla 1. Dicho resultado constituye el término de energía de la factura eléctrica en el año 2015.

Total 1 (**Término Energía**) = 7.428.342 €

En segundo lugar, se estudia cómo obtener el término de potencia:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
BOE: Precio, €/Kw y año	39,14	19,59	14,33	14,33	14,33	6,54
Potencia contratada UPV (MW)	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Potencia contratada UV (MW)	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
COSTE (€/año)	978.486	489.666	358.354	358.354	358.354	163.504

$\sum (P1a P6) = \text{Precio BOE} * (\text{Potencia contratada UPV+UV}) = 2.706.718 \text{ €}$ . Por lo que se obtiene un término de potencia mensual de 225.560 €.

Total 2 (**Término Potencia**) = 2.706.720 €

Consultando ambos centros universitarios el término de excesos de potencia solo aparece durante el mes de Julio.

Total 3 (**Término Excesos de Potencia**) = 27.820 €

En cuanto al término de consumo de reactiva, cabe destacar que, si las baterías de condensadores funcionan adecuadamente, como es el caso de los centros de consumo que nos ocupan, su valor es cero.

Total 4 (**Término consumo reactiva**) = 0 €

La suma de estos cuatro términos constituye el coste eléctrico antes de impuestos y asciende a **10.162.882 €**. Para determinar el coste final de la factura eléctrica ya solo nos quedaría calcular el impuesto eléctrico, conocer el coste de alquiler de los equipos de medida y aplicar a dicho resultado el IVA.

El impuesto eléctrico es el resultado de multiplicar el coste de la factura eléctrica antes de impuestos por los coeficientes 1,051127 y 0,04864.

Total 5 (**Impuesto eléctrico**) = 519.596 €

Si los equipos de medida son propiedad del consumidor como es el caso de la UPV y de la UV, no se paga alquiler del mismo, por lo que el coste imputable a esta partida sería cero.

Total 6 (**Equipos de medida**) = 0 €

Finalmente, si a la base imponible (10.162.882 € + 519.596 €) se le aplica el IVA del 21% (2.243.320 €) se obtiene el total anual para el año 2015 pagado por el consumo de luz en ambos centros universitarios.

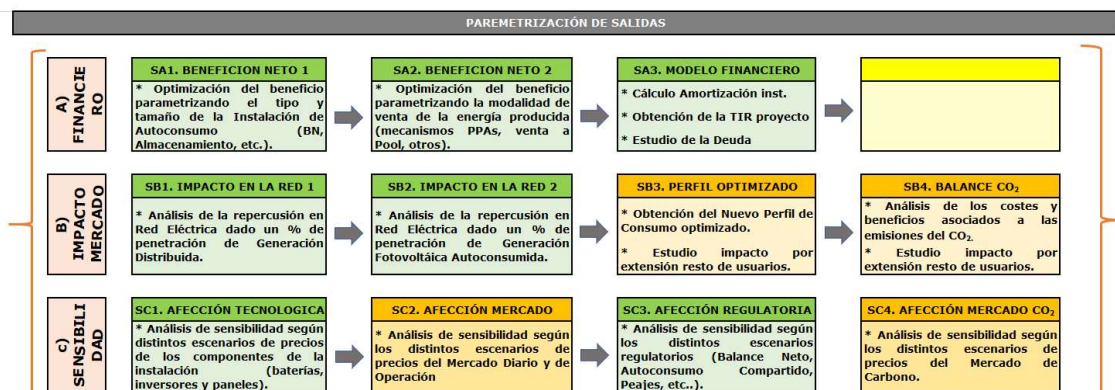
Total 7 ( <b>Factura Eléctrica</b> ) = <b>12.925.798 €</b>
--

#### 5.4.3.6 Precio Energía Eléctrica (EB4)

En el **Anexo 5.5 Datos del precio del mercado diario español durante el año 2015 expresados en €/MWh** se recopilan los datos OMIE por día del año y hora. Los datos han sido extraídos de la web oficial del mercado eléctrico ([www.omie.com](http://www.omie.com)).

## 5.4.4 Fase II: Generación Distribuida (Salidas)

El siguiente diagrama muestra por bloques la información que se obtiene tras la aplicación de la herramienta en cada una de las áreas estudiadas, a saber, área financiera, mercados y distintos impactos tecnológicos, de mercado, regulatorios y medioambientales. Como se ha anunciado anteriormente, la herramienta se utiliza en esta segunda fase con la finalidad de dar con la simulación que mejor optimice según el escenario elegido el perfil de consumo energético obtenido en Fase I.



**Figura nº 5.20:** Parametrización de salidas a la Generación Distribuida (Fuente: elaboración propia).

En este apartado cobra especial relevancia el autoconsumo fotovoltaico bajo sus diversas modalidades. La publicación del **Real Decreto-ley 15/2018** (medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores) supuso el primer paso para el desarrollo del autoconsumo en España, modificando la regulación existente con el fin de que la sociedad pueda beneficiarse de las ventajas de la generación distribuida. Así, el nuevo **Real Decreto 244/2019** de 5 abril por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, define nuevas tipologías de autoconsumo, permite el autoconsumo colectivo y simplifica su tramitación administrativa. En este sentido, los puntos principales de la propuesta son:

- 1) Se respetan los tipos de autoconsumo del RDL 15/18, pero aparecen subdivisiones:
  - **Autoconsumo sin excedentes:** Aquellas que no pueden verter los excedentes a la red, de manera que deben de instalar un sistema antivertido. Sólo existirá el sujeto consumidor. En este caso, el consumidor tiene que ser el titular de la instalación de generación
  - **Autoconsumo con excedentes:** Pueden verter los excedentes a la red. Existirá el sujeto consumidor y el sujeto productor. Según el tratamiento que se les dé a los excedentes, este se subdivide en:
    - El autoconsumo con excedentes se subdivide en:
      - a) AC con excedentes acogida a compensación: Cuando el consumidor y el productor opten por acogerse compensación de excedentes. Opción que solo será posible cuando se den las cuatro situaciones siguientes:
        - Producción < 100 kW.
        - Cuando resulte necesario realizar un contrato de suministro para los servicios Auxiliares de Producción, el consumidor tenga un contrato conjunto con comercializadora para consumo y consumo de servicios auxiliares de producción.
        - Se acojan al contrato compensación excedentes de autoconsumo.

- No haya régimen retributivo adicional o específico.
- b) AC con excedentes no acogida a compensación: Cuando no cumplen los criterios de a) o voluntariamente no quieren acogerse a esta modalidad. En este caso, recibirá por la energía eléctrica horaria excedentaria vertida las contraprestaciones económicas correspondientes.

2) Además, las instalaciones de autoconsumo podrán clasificarse en:

- **Autoconsumo individual:** un consumidor asociado a una instalación de producción.
- **Autoconsumo colectivo:** varios consumidores asociados a instalaciones de producción. En este caso, todos los consumidores participantes deberán pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo y deberán comunicar de forma individual a la empresa distribuidora directamente o a través de la empresa comercializadora, un mismo acuerdo firmado por todos los participantes que recoja los criterios de reparto.

A su vez, todas las instalaciones de autoconsumo podrán definirse como instalaciones próximas a través de red o próximas de red interior:

- Instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas:

#### **Instalaciones próximas a través de la red**

- Consumidores que estén ubicados en la misma referencia catastral según sus 14 primeros dígitos o, en su caso, según lo dispuesto en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 413/2014.
- Consumidores que estén conectados en BT y a una distancia menor de 500 m. Para determinar esta distancia, se considerará la distancia entre los equipos de medida en su proyección ortogonal en planta.
- Consumidores conectados a la red de BT derivados del mismo centro de transformación.

#### **Instalaciones próximas de red interior**

- Instalaciones de autoconsumo que estén conectadas a las redes interiores o conectadas por líneas directas.

- Si la instalación es próxima de red interior y colectiva, podrá ser con excedentes o sin excedentes.

- Si la instalación es próxima a través de red, el autoconsumo colectivo sólo podrá pertenecer a la categoría con excedentes.

También, llama Balance Neto a la energía excedentaria inyectada a la red que se compensará según el valor del precio horario medio de la energía en ese momento. La compensación nunca podrá ser mayor al coste total de la energía y se hará mensualmente coincidiendo con los periodos de facturación. Esto quiere decir que se podrá ahorrar totalmente el término de la energía consumida de la factura, pero no ganar dinero con el excedente.

#### **5.4.4.1 Beneficio Neto 1 (SA1)**

Este apartado tratará de optimizar el beneficio parametrizando el tipo y tamaño de la instalación de autoconsumo. Para ello se analizará la opción de instalación de autoconsumo con conexión a red (inyección 0, balance neto y venta de excedentes) o sin conexión a red con almacenamiento y generación diésel, para distintos tipos de tamaños de instalación. En el **Anexo 5.6 Resultados Fase II** se recopilan los resultados obtenidos para cada una de las simulaciones realizadas. En este apartado

todas las simulaciones se realizarán sobre el perfil de consumo ya optimizado de la Fase I de flexibilidad de cargas.

#### **5.4.4.2 Beneficio Neto 2 (SA2)**

En este apartado la optimización del beneficio se parametriza en función de la modalidad de venta de la energía producida, que como ya se ha explicado puede ser a través de mecanismos PPAs, venta a Pool, u otros acuerdos alcanzados con la comercializadora. El **Anexo 5.6 Resultados Fase II** recopila los resultados obtenidos para cada una de las simulaciones realizadas y concretamente se aprecia la diferencia entre las simulaciones 2.2 balance neto y las simulaciones 2.3.1, 2.3.2 y 2.3.4 de venta de energía excedentaria a través de los mecanismos tradicionales existentes.

#### **5.4.4.3 Modelo Financiero (SA3)**

Este apartado aporta un modelo financiero básico que le permite al promotor visualizar el flujo financiero del proyecto a acometer durante los próximos 25 años de vida del mismo. El modelo calcula la amortización, el retorno de la inversión y la TIR correspondiente considerando dos escenarios, a saber, una inversión sin apalancamiento y una inversión con apalancamiento. No es objeto de este trabajo profundizar en estos términos económicos, sin embargo, se ha considerado interesante plantear este modelo financiero básico para el entendimiento de los flujos económicos de este tipo de inversiones.

En el **Anexo 5.7 Modelo financiero PV Model** se puede ver un ejemplo de modelo financiero para estas dos casuísticas aplicadas a la simulación 2.1 (instalación de 25 MWp con inyección 0). En caso de aplicar el modelo financiero a una simulación con excedentes, se debe de incorporar al mismo, la venta de excedentes y su tarifa en la partida de ingresos.

#### **5.4.4.4 Impacto en la Red (SB1 y SB2)**

Estos apartados analizan la repercusión que tendría en Red Eléctrica Española, la incorporación de un porcentaje "x" de Generación Distribuida. Más concretamente se analiza la repercusión dado un porcentaje "y" de Generación Fotovoltaica autoconsumida. El **Anexo 5.8 Estudio de Impacto económico en la red debido al aumento de la generación distribuida**, recoge los resultados de dicho análisis.

#### **5.4.4.5 Perfil Optimizado (SB3)**

En esta fase de la metodología se ve la dependencia real que el cliente o consumidor tiene con respecto a la red eléctrica, es decir cuál es el consumo que no puede autoabastecerse con la propia instalación de fotovoltaica. En el **Anexo 5.6 Resultados Fase II** se pueden ver los resultados de energía comprada en las distintas simulaciones planteadas.

#### **5.4.4.6 Balance CO<sub>2</sub> (SB4)**

Se muestra a continuación un pequeño estudio de los costes y beneficios asociados a las emisiones del CO<sub>2</sub>. El estudio está basado en los costes evitados a la atmosfera por la generación de energía renovable libre de emisiones contaminantes. En el **Anexo 5.6 Resultados Fase II** se pueden ver los resultados de emisiones para cada una de las simulaciones planteadas.

Se comprueba que las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas para la construcción y puesta en marcha de una instalación fotovoltaica se amortizan en menos de un año, por lo que



si se considera una vida útil de la instalación de 25 años se obtiene una producción libre de emisiones de 24 años. Para la obtención de estos resultados, se han tenido en cuenta los siguientes datos:

ESPAÑA (PVGIS) - FV	1.650	Horas sol pico
Vida de la instalación	25	Años
Degradación paneles fv	0,5%	(LID: 3%)
Energía producida a lo largo de la vida útil del proyecto	41.044	kWh
Huella Carbono Panel fotovoltaico 72 células	23	g CO <sub>2</sub> / kWh
Emisiones totales FV	944.006	g CO <sub>2</sub> eq
Factor emisión "Homer Grid"	0,000635	Teq CO <sub>2</sub> /kWh

**Figura nº 5.21:** Tabla con factores de emisiones empleados (Fuente: Aenor).

Se adjunta, a modo de ejemplo, en el **Anexo 5.7 el Certificado de Aenor de la Huella de Carbono de un panel de 72 células policristalino** de acuerdo con los requisitos de GHG Protocol con alcance de Ciclo de vida de cuna a tumba (395 kg de CO<sub>2</sub> eq/modulo).

#### **5.4.4.7: Impacto de la tecnológica (SC1)**

Se lleva a cabo en este apartado un análisis de sensibilidad según los distintos escenarios de precios de los componentes principales de la instalación. Para ello se ha considerado que los módulos, estructuras e inversores han llegado a un periodo de madurez económica adecuado, por lo que solo parece realista simular distancia de precios con los elementos de acumulación y generación diésel.

En la simulación 2.4.1 se han empleado precios actuales de mercado a saber:  
 Precio Batería litio BYD: 302 €/kWh  
 Precio Generador Diesel: 1,2 €/litro

En la simulación 2.4.2 se han empleado precios que harían viable una desconexión de la red eléctrica:  
 Precio Batería litio BYD: 10,48 €/kWh  
 Precio Generador Diesel: 0,38 €/litro

#### **5.4.4.8: Impacto del Mercado (SC2)**

Se lleva a cabo en este apartado un análisis de sensibilidad según los distintos escenarios de precios de los mercados diario y de operación planteados. Así en la simulación 2.3.1 se analizan los resultados de una instalación conectada a red con opción a venta de energía a un precio de 8,0 cent/kWh, en la simulación 2.3.2 se realiza la misma simulación, pero con un precio de 5,7 cent/kWh y finalmente en la simulación 2.3.3 se propone un precio de 4,2 cent/kWh.

#### **5.4.4.9: Impacto de la Regulación (SC3)**

Se plantea también aquí, un análisis según los distintos escenarios regulatorios plausibles, es decir si se supone la legislación actual que rige en materia de autoconsumo en España, se podrían aceptar todas las simulaciones planteadas menos la simulación 2.2 de Balance Neto. Sin embargo, resulta interesante plantear una simulación con balance neto al estar incluida dicha opción en legislaciones más avanzadas de autoconsumo energético en Europa, donde está perfectamente

reglamentado que se puedan desarrollar mecanismos de compensación entre déficit y superávit de los consumidores acogidos a autoconsumo con excedentes.

#### 5.4.4.10: Impacto del Mercado CO<sub>2</sub> (SC4)

Por último, se incluye un pequeño análisis de sensibilidad para cada una de las simulaciones de autoconsumo establecidas, según los distintos escenarios de precios del Mercado de Carbono (año 2015: 7,28 €/Tn y año 2018: 15,64 €/Tn).

### 5.5 Resultados obtenidos

Los resultados globales que se han obtenido en cada una de las fases, se detallan en los siguientes apartados.

#### 5.5.1 Resultados aplicación flexibilidad de cargas (Fase I)

Año 2015	Balance energético, kWh	Balance de CO <sub>2</sub> , tonCO <sub>2</sub>	Pago ofrecido por el TSO, €	BENEFICIO NETO para el consumidor, €
Enero	805.328	84	10.760 €	21.131 €
Febrero	967.935	129	13.372 €	29.910 €
Marzo	833.949	58	6.101 €	13.555 €
Abril	609.686	14	3.370 €	5.117 €
Mayo	739.934	60	7.296 €	14.700 €
Junio	1.027.383	200	22.595 €	50.005 €
Julio	1.906.788	581	60.972 €	141.821 €
Agosto	669.446	42	8.428 €	13.022 €
Septiembre	1.344.432	336	31.791 €	77.795 €
Octubre	881.693	121	12.048 €	28.052 €
Noviembre	767.688	51	7.849 €	13.758 €
Diciembre	883.875	99	13.728 €	26.575 €
<b>Total general</b>	<b>11.438.137</b>	<b>1.776</b>	<b>198.309</b>	<b>435.442</b>

Figura nº 5.22: Tabla resumen resultados para el consumo del año 2015.

Año 2018	Balance energético, kWh	Balance de CO <sub>2</sub> , tonCO <sub>2</sub>	Pago ofrecido por el TSO, €	BENEFICIO NETO para el consumidor, €
Enero	671.468	129	6.750	23.999 €
Febrero	750.562	143	6.780	25.876 €
Marzo	213.106	43	2.871	8.458 €
Abril	82.304	19	1.135	3.733 €
Mayo	444.365	89	3.446	15.259 €
Junio	1.007.705	200	5.890	33.870 €
Julio	3.006.631	587	12.110	95.413 €
Agosto	383.546	73	2.564	12.270 €
Septiembre	1.572.984	308	8.200	51.660 €
Octubre	501.348	99	5.221	18.668 €
Noviembre	360.000	66	3.509	11.677 €
Diciembre	395.767	75	3.749	13.538 €
<b>Total general</b>	<b>9.389.787</b>	<b>1.830</b>	<b>62.227</b>	<b>314.419</b>

Figura nº 5.23: Tabla resumen resultados para el consumo del año 2018.

Un primer análisis de los resultados obtenidos tras la aplicación de la primera fase se muestra en la siguiente tabla de resultados, donde se han considerado

dos escenarios de precios de banda de regulación secundaria y terciaria, los obtenidos para el ejercicio 2015 y los del 2018. De esta manera el ejercicio de flexibilidad de cargas consigue bajo el primer escenario pasar de un consumo inicial de 96 GWh año a un consumo final de 84,6 GWh, es decir que es capaz de alcanzar una reducción de un 12%. Dicha disminución en el consumo energético lleva necesariamente asociado un ahorro económico que en este caso asciende a 435.442 € y un ahorro en términos ambientales cifrado en 1.776 Tn CO<sub>2</sub>. Así, para el año 2015, los ratios de ahorro conseguidos en esta primera fase de la metodología son de 0,038 €/kWh y 0,000155 TnCO<sub>2</sub>/kWh.

Si se considera durante dicho periodo un coste promedio anual de 7,28 €/TnCO<sub>2</sub> para las emisiones de CO<sub>2</sub> el ratio ambiental quedaría en 0,00113 €/kWh y el ratio total sería 0,0392 €/kWh. Del mismo modo el ratio total para el ejercicio 2018 sería de 0,03653 €/kWh.

Año 2015 (promedio precios ESIOs 19,58 €/MWh):

Consumo inicial: 96 GWh	
Balance energético conseguido	11.438.137 kWh
Balance económico por kWh ahorrado	435.442 €
Balance ambiental	1.776 Tn CO <sub>2</sub>
Balance económico por Tn CO <sub>2</sub> ahorrado	12.929 €
Ratio total Fase I	0,0392 €/kWh <sub>ahorrado</sub>

**Figura nº 5.24:** Tabla resultados año 2015 Fase I de la metodología

Año 2018 (promedio precios ESIOs 12,8 €/MWh):

Consumo inicial: 96 GWh	
Balance energético conseguido	9.389.787 kWh
Balance económico por kWh ahorrado	314.419 €
Balance ambiental	1.830 Tn CO <sub>2</sub>
Balance económico por Tn CO <sub>2</sub> ahorrado	28.621 €
Ratio total Fase I	0,0365 €/kWh <sub>ahorrado</sub>

**Figura nº 5.25:** Tabla resultados año 2018 Fase I de la metodología

Por último, se observa que una reducción en términos de precios de banda de regulación secundaria del 35% lleva asociada una reducción del 18% en los kWh ahorrados y una reducción del 23% en los costes ahorrados. Se constata también que la relación entre kWh ahorrados y Tn CO<sub>2</sub> ahorrados no es lineal.

Año	Esios	[KWh ahorrados]	[TnCO <sub>2</sub> ahorrados]	[€ Ahorrados]	Ratios
2015	19,58	11.438.137	1.776	448.371	0,0392
2018	12,8	9.389.787	1830	343.040	0,0365
Variación	35%	18%	-3%	23%	7%

**Figura nº 5.26:** Tabla resultados análisis sensibilidad precios ESIOs.

### 5.5.2 Resultados instalación fotovoltaica (Fase II)

Todas las simulaciones se han realizado con el programa informático ya descrito en el Capítulo 4 Propuesta de Metodología y sobre el perfil de consumo optimizado de 84,5 GWh obtenido en Fase I tras aplicar el programa

de flexibilidad de cargas sobre el perfil inicial de consumo que alcanzaba los 96,3 GWh. Se considera en esta Fase II que el espacio disponible para la instalación fotovoltaica no es una variable limitadora. Además, se tienen en cuenta, los siguientes parámetros económicos para la evaluación de los resultados:

**LCOE:** El "Levelized Costs of Energy" (€/kWh) o Costes Nivelados de la Energía en castellano, se utiliza para comparar costes unitarios a lo largo de la vida económica de diferentes tecnologías, es decir, corresponden a los costes que un inversor ha de hacer frente en condiciones de estabilidad de precios de la electricidad, y asumiendo una certeza en los costes de producción dados. De esta manera, definen los costes en ausencia de los riesgos asociados al mercado o a la tecnología. Para establecer el LCOE, se utiliza el Flujo de Caja Actualizado, utilizado habitualmente en finanzas para evaluar un proyecto o una empresa. Representa el valor actual de los flujos de caja futuro descontándolos a una tasa que refleja el coste de capital aportado. Para este análisis, se suponen dos cosas:

- Precio estable de la electricidad producida y vendida.
- Tasa de interés estable.

$$\text{COE} = \frac{\mathbf{C}_{ann,tot} - \mathbf{C}_{boiler} \mathbf{H}_{served}}{\mathbf{E}_{served}} \quad \{26\}$$

Donde:

**$C_{ann,tot}$**  = Coste total anualizado del sistema [€/año]

**$C_{boiler}$**  = Boiler coste marginal [€/kWh]

**$H_{served}$**  = Carga termal total servida [kWh/año]

**$E_{served}$**  = Carga eléctrica total servida [kWh/año]

El  $C_{ann,tot}$  es el valor anualizado del costo neto actual total. El programa calcula el costo total anualizado usando la siguiente ecuación:

$$\mathbf{C}_{ann,tot} = \mathbf{CRF}(i, \mathbf{R}_{proj}) \cdot \mathbf{C}_{NPC,tot} \quad \{27\}$$

Donde:

**$C_{NPC,tot}$**  = Costo actual neto total [€]

**$i$**  = Ratio descuento anual [%]

**$R_{proj}$**  = Vida del proyecto [año]

El  **$C_{NPC}$** , o costo actual neto total (**NPC**) de un sistema es el valor presente de todos los costos en que incurre el sistema durante su vida útil, menos el valor presente de todos los ingresos que obtiene durante su vida útil. Los costos incluyen costos de capital, costos de reposición, costos de operación y mantenimiento, costos de combustible, sanciones por emisiones y los costos de compra de energía de la red. Los ingresos incluyen el valor de recuperación y los ingresos por ventas

de la red. El programa calcula el NPC total al sumar los flujos de efectivo descontados totales en cada año de la vida del proyecto. El NPC total es la principal salida económica del programa, el valor por el que clasifica todas las configuraciones del sistema en los resultados de optimización y la base a partir de la cual calcula el costo total anualizado y el costo nivelado de la energía.

**CRF ( )** = función retorno del factor de recuperación del capital.

El factor de recuperación de capital es una relación utilizada para calcular el valor presente de una anualidad (una serie de flujos de efectivo anuales iguales). La ecuación para el factor de recuperación de capital es:

$$\mathbf{CRF} (i, n) = \frac{i (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad \{28\}$$

Donde:

***i*** = *ratio real de descuento*

***n*** = *Número de años*

La carga eléctrica total servida es la cantidad total de energía que se destinó a servir las cargas primarias y diferibles durante el año, más la cantidad de energía vendida a la red. El programa calcula la carga eléctrica total servida mediante la siguiente ecuación:

$$\mathbf{E}_{served} = \mathbf{E}_{served, Acprim} + \mathbf{E}_{served, Dcprim} + \mathbf{E}_{served, def} + \mathbf{E}_{grid, sales} \quad \{29\}$$

Donde:

***E<sub>served, prima</sub>*** = AC carga primaria servida [kWh/año]

***E<sub>served, primDC</sub>*** = DC carga primaria servida [kWh/año]

***E<sub>served, def</sub>*** = *carga diferible* [kWh/año]

***E<sub>grid, sales</sub>*** = *energía vendida a la red* [kWh/año]

La tasa de descuento es el coste de capital que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro. La tasa de descuento se utiliza para descontar el dinero futuro. Es muy utilizado a la hora de evaluar proyectos de inversión. Nos indica cuánto vale ahora el dinero de una fecha futura. El programa utiliza la tasa de descuento real para calcular los factores de descuento y los costos anualizados a partir de los costos actuales netos, siendo la fórmula utilizada la siguiente:

$$i = (i' - f) / (1 + f) \quad \{30\}$$

Donde:

***i*** = *Ratio real descuento.*

***i'*** = *Ratio descuento nominal (ratio al cual se presta el dinero).*

***f*** = *Ratio de inflación esperado.*

Por último, el costo operativo es el valor anualizado de todos los costos e ingresos que no sean los costos de capital iniciales.

$$\text{Coperating} = \text{Cann,tot} - \text{Cann,cap} \quad \{31\}$$

Donde:

**Cann,tot** = Coste total anualizado [€/año]

**Cann,cap** = Coste de capital total anualizado [€/año]

El costo de capital total anualizado es igual al costo de capital inicial total multiplicado por el factor de recuperación de capital.

### Resultado Informe Simulación 1.0 (sin fotovoltaica):

En la simulación 1.0 no existe generación distribuida, es decir no se han implementado en el programa datos de ninguna instalación fotovoltaica, consumiendo directamente de la red toda la energía necesaria. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla.

	Escenario sin instalación FV
Costo actual neto total o NPC (M€)	107 M€
Costes Nivelados de la Energía (€/kWh)	0,1210 €
Energía Comprada a la red (GWh)	84.680.000

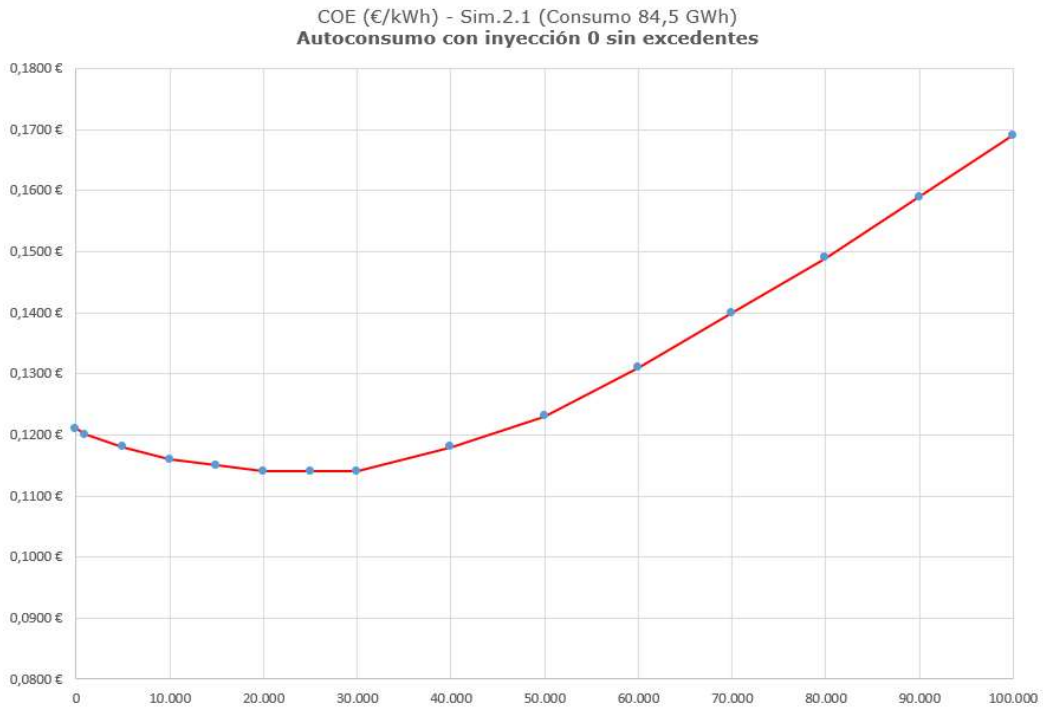
**Figura nº 5.26:** Tabla resultados simulación sin considerar instalación fotovoltaica.

Para la obtención de los datos arriba indicados se ha considerado una tasa de descuento del 10% y una inflación del 1,67%. El resultado (NPC) de no haberse considerado dichos ratios (tasa de descuento = 0%) hubiera sido de 256 M€ (84,6 x 0,12 x 25 años).

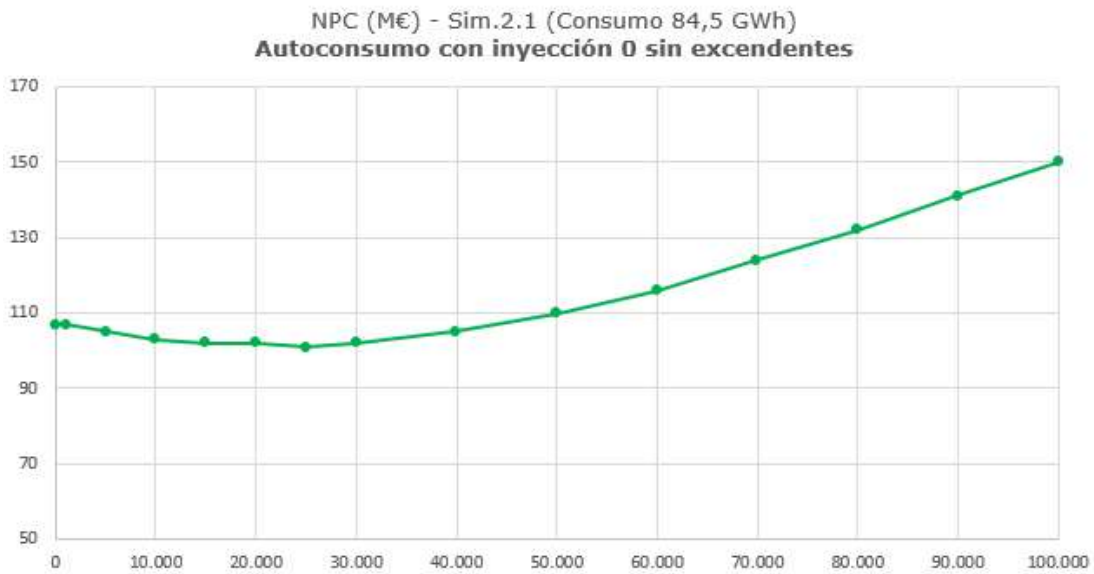
### Resultado Informe Simulación 2.1 (Autoconsumo sin excedentes a red – inyección 0):

Architecture		Cost				System				PV		Grid	
PV (kW)	NPC (€)	COE (€/kWh)	Operating cost (€)	Initial capital (EPC = 0,85 €/Wp)	Fración Renovable (%)	Elec Prod (kWh/yr)	Excedente Elec (%)	CO2 (kg/yr)	Capital Cost (€)	Production (kWh/yr)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	
0	107 €M	0,1210 €	10,2 €M	0 €	0,00%	84.680.000	0,00%	53.771.800,00	0,00 €	0	84.680.000	0	
1.000	107 €M	0,1200 €	10,1 €M	850.000 €	1,23%	84.679.995	0,00%	53.112.014,68	850.000 €	1.039.027	83.640.968	0	
5.000	105 €M	0,1180 €	9,58 €M	4.250.000 €	6,12%	84.689.033	0,0107%	50.478.623,9600	4,25 €M	5.195.137	79.493.896	0	
10.000	103 €M	0,1160 €	9,01 €M	8.500.000 €	11,70%	85.165.114	0,57%	47.482.023,40	8,50 €M	10.390.274	74.774.840	0	
15.000	102 €M	0,1150 €	8,52 €M	12.750.000 €	16,60%	86.217.515	1,78%	44.851.386,04	12,8 €M	15.585.411	70.632.104	0	
20.000	102 €M	0,1140 €	8,05 €M	17.000.000 €	21,20%	87.505.164	3,23%	42.370.131,16	17,0 €M	20.780.548	66.724.616	0	
<b>25.000</b>	<b>101 €M</b>	<b>0,1140 €</b>	<b>7,63 €M</b>	<b>21,25 €M</b>	<b>25,50%</b>	<b>89.026.350</b>	<b>4,88%</b>	<b>40.037.171,64</b>	<b>21,250 €M</b>	<b>25.975.666</b>	<b>63.050.664</b>	<b>0</b>	
30.000	102 €M	0,1140 €	7,27 €M	25.500.000 €	29,50%	90.901.374	6,84%	37.928.900,52	25,5 €M	31.170.822	59.730.552	0	
40.000	105 €M	0,1180 €	6,73 €M	34.000.000 €	35,90%	95.866.444	11,67%	34.483.895,98	34 €M	41.561.096	54.305.348	0	
50.000	110 €M	0,1230 €	6,40 €M	42.500.000 €	40,60%	102.279.528	17,21%	31.958.379,06	42,5 €M	51.951.372	50.328.156	0	
60.000	116 €M	0,1310 €	6,23 €M	51.000.000 €	44,00%	109.745.400	22,84%	30.101.385,06	51,0 €M	62.341.644	47.403.756	0	
70.000	124 €M	0,1400 €	6,15 €M	59.500.000 €	46,60%	117.936.500	28,20%	28.704.908,30	59,5 €M	72.731.920	45.204.580	0	
80.000	132 €M	0,1490 €	6,14 €M	68.000.000 €	48,60%	126.624.620	33,13%	27.624.041,78	68,0 €M	83.122.192	43.502.428	0	
90.000	141 €M	0,1590 €	6,17 €M	76.500.000 €	50,20%	135.657.752	37,58%	26.762.252,80	76,5 €M	93.512.472	42.145.280	0	
100.000	150 €M	0,1690 €	6,24 €M	85.000.000 €	51,50%	144.944.176	41,58%	26.061.309,32	85,0 €M	103.902.744	41.041.432	0	

**Figura nº 5.27:** Tabla resultados simulación para un autoconsumo sin excedentes.



**Figura nº 5.28:** Gráfico resultados COE simulación para autoconsumo sin excedentes.



**Figura nº 5.29:** Gráfico resultados NPC simulación para autoconsumos sin excedentes.

Economics result - Sim.2.1 (Consumo 84,5 GWh) Autoconsumo con inyección 0 sin excedentes

PV (kW)	25.000
NPC (M€)	101.374.100 €
COE (€/kWh)	0,1140 €
Operating cost (€)	7.630.172 €
Initial capital (€)	21,3 €M
Present worth (€)	6.073.268 €
Annual worth (€/yr)	578.354 €
Return on investment (%)	6,9
Internal rate of return (%)	12,0
Simple payback (yr)	7,12
Discounted payback (yr)	11,87

Figura nº 5.30: Tabla resultados económicos para un autoconsumo sin excedentes.

Como muestra la tabla, si se considera una instalación de autoconsumo con conexión a red sin excedentes, la potencia optima de instalación fotovoltaica es de 25 MWp siendo su valor de NPC de 101,3 M€, su coste de energía de 0,114 €/kWh y su retorno de inversión de 7,2 años.

**Resultado Informe Simulación 2.2** (Autoconsumo con opción a balance neto suponiendo una legislación favorable).

Architecture		Cost				System				PV		Grid	
PV (kW)	NPC (€)	COE (€/kWh)	Operating cost (€)	Initial capital (€)	Fración Renovable (%)	Elec Prod (kWh/yr)	Excess Elec (%)	CO2 (kg/yr)	Capital Cost (€)	Production (kWh)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	
0	107 €M	0,1210 €	10,2 €M	0 €	0,00%	84.680.000	0	53.771.800			84.680.000	0	
1.000	107 €M	0,1200 €	10,1 €M	850.000 €	1,21%	84.680.000	0	53.122.062	850.000 €	1.023.210	83.656.790	0	
5.000	105 €M	0,11800 €	9,59 €M	4,25 €M	6,04%	84.687.104	0	50.527.618	4.250.000 €	5.116.052	79.571.052	7.104	
10.000	102 €M	0,11400 €	8,94 €M	8,50 €M	12,00%	85.131.344	0	47.561.017	8.500.000 €	10.232.105	74.899.239	451.344	
15.000	99,9 €M	0,11000 €	8,29 €M	12,8 €M	17,80%	86.151.888	0	44.960.369	12.750.000 €	15.348.157	70.803.731	1.471.888	
20.000	97,3 €M	0,10500 €	7,65 €M	17,0 €M	23,30%	87.407.368	0	42.508.905	17.000.000 €	20.464.210	66.943.158	2.727.368	
30.000	92,3 €M	0,09540 €	6,36 €M	25,5 €M	33,70%	90.675.904	0	38.087.040	25.500.000 €	30.696.314	59.979.590	5.995.904	
40.000	87,2 €M	0,08460 €	5,07 €M	34,0 €M	42,50%	95.450.920	0	34.621.788	34.000.000 €	40.928.420	54.522.500	10.770.920	
<b>50.000</b>	<b>83,4 €M</b>	<b>0,07510 €</b>	<b>3,89 €M</b>	<b>42,5 €M</b>	<b>49,80%</b>	<b>101.658.704</b>	<b>0</b>	<b>32.066.344</b>	<b>42.500.000 €</b>	<b>51.160.524</b>	<b>50.498.180</b>	<b>16.978.704</b>	
60.000	84,0 €M	0,06990 €	3,14 €M	51,0 €M	55,70%	108.924.032	0	30.182.442	51.000.000 €	61.392.628	47.531.404	24.244.032	
70.000	88,1 €M	0,06770 €	2,72 €M	59,5 €M	60,50%	116.922.944	0	28.764.362	59.500.000 €	71.624.736	45.298.208	32.242.944	
80.000	94,9 €M	0,06750 €	2,56 €M	68,0 €M	64,50%	125.427.664	0	27.667.473	68.000.000 €	81.856.840	43.570.824	40.747.664	
90.000	103 €M	0,06820 €	2,54 €M	76,5 €M	67,80%	134.283.072	0	26.793.271	76.500.000 €	92.088.944	42.194.128	49.603.072	
100.000	112 €M	0,06892 €	2,59 €M	85,0 €M	70,60%	143.396.944	0	26.083.194	85.000.000 €	102.321.048	41.075.896	58.716.944	
120.000	131 €M	0,0711 €	2,78 €M	102,0 €M	75,00%	162.143.456	0	24.992.457	102.000.000 €	122.785.256	39.358.200	77.463.456	
140.000	151 €M	0,0727 €	3,02 €M	119,0 €M	78,30%	181.338.624	0	24.186.612	119.000.000 €	143.249.472	38.089.152	96.658.624	

Figura nº 5.31: Tabla resultados simulación para autoconsumos con balance neto. COE (€/kWh) - Sim.2.2 (Consumo 84,5 GWh) Autoconsumo conectado a Red con opción a Balance Neto.

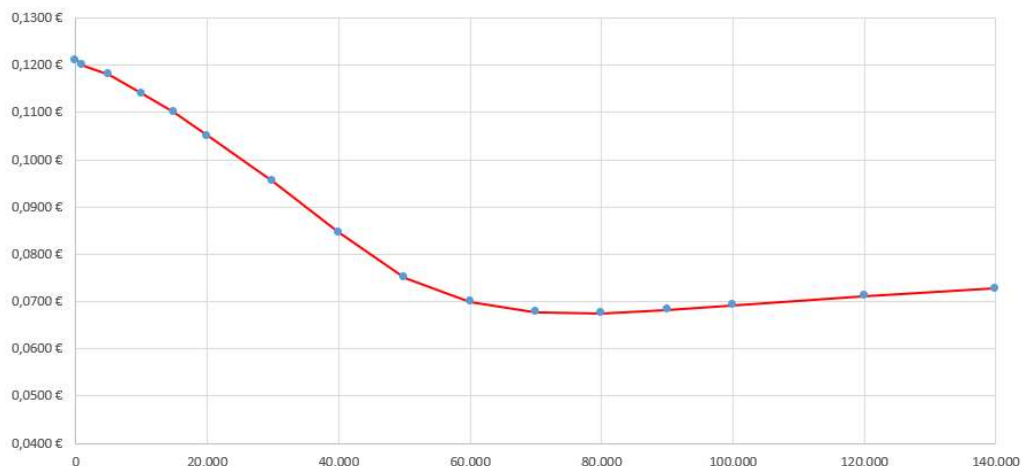
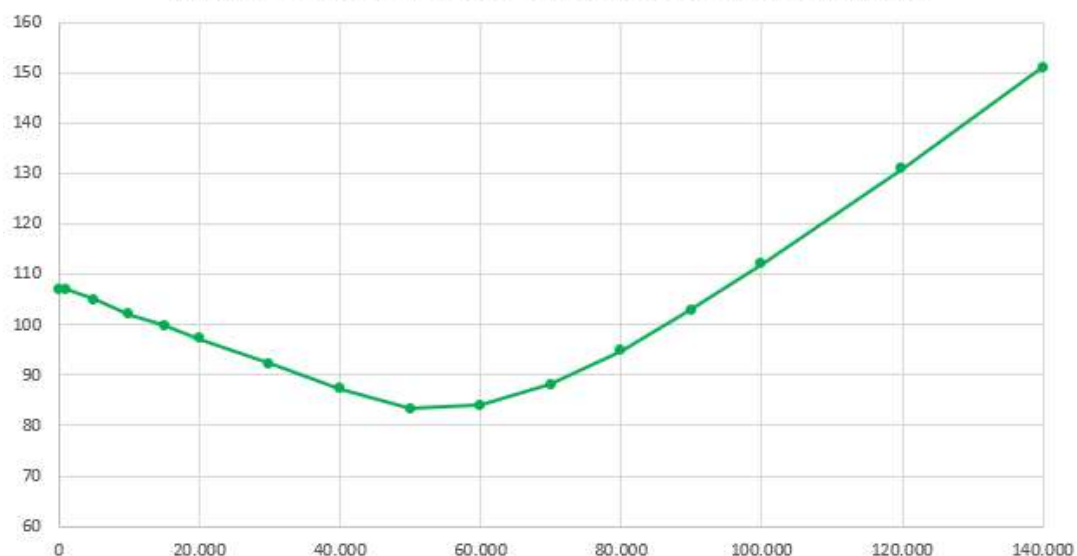


Figura nº 5.32: Gráfico resultados COE simulación para autoconsumos con balance neto.



NPC (M€) - Sim.2.2 (Consumo 84,5 GWh)  
**Autoconsumo conectado a Red con opción a Balance Neto.**



**Figura nº 5.33:** Gráfico resultados NPC simulación para autoconsumos con balance neto.

Economics result - Sim.2.2 (Consumo 84,5 GWh) Autoconsumo conectado a Red con

PV (kW)	<b>50.000</b>
NPC (€)	83.372.290 €
COE (€/kWh)	0,0751 €
Operating cost (€)	3.892.242 €
Initial capital (€)	42,5 €M
Present worth (€)	24.075.130 €
Annual worth (€/yr)	2.292.659 €
Return on investment (%)	9,2
Internal rate of return (%)	15,6
Simple payback (yr)	<b>5,68</b>
Discounted payback (yr)	8,20

**Figura nº 5.34:** Tabla resultados económicos para un autoconsumo con balance neto.

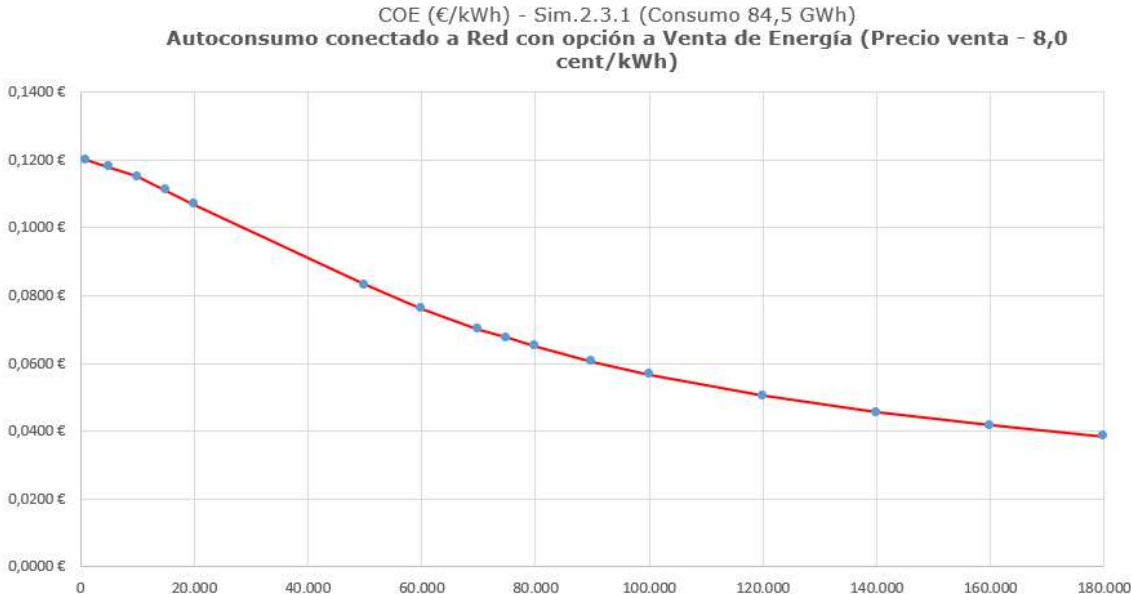
En la tabla anterior, si se considera una instalación de autoconsumo con conexión a red y opción a balance neto, la potencia óptima de instalación fotovoltaica sube a 50 MWp siendo su valor de NPC de 83,3 M€, su coste de energía de 0,075 €/kWh y su retorno de inversión de 5,68 años.

**Resultado Informe Simulación 2.3** (Autoconsumo con excedentes no acogido a compensación).

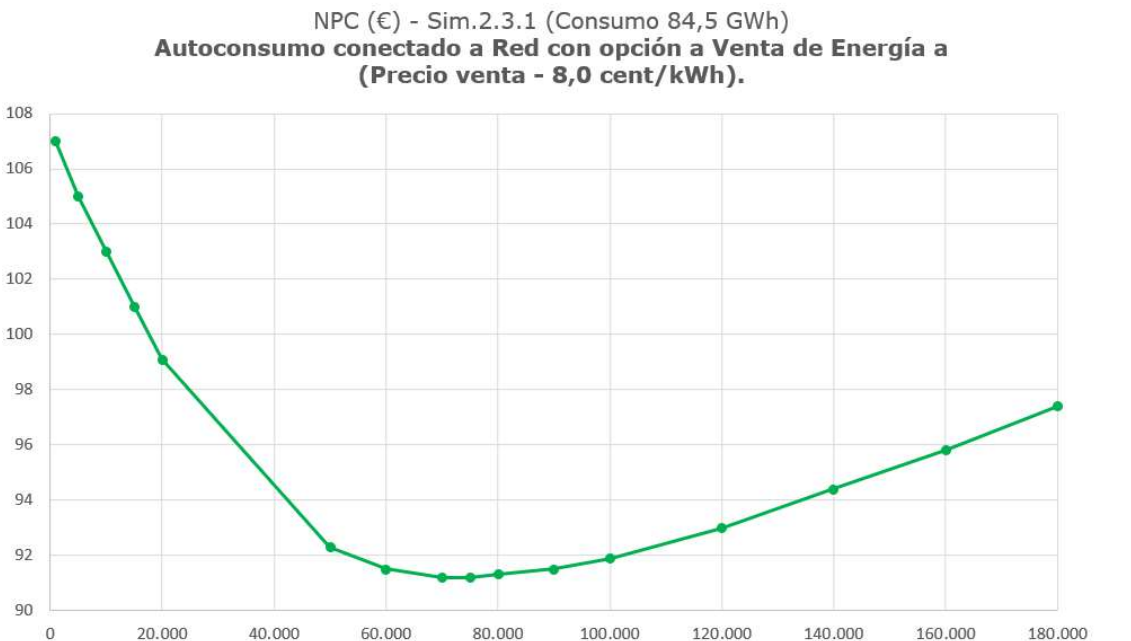
Simulación 2.3.1: Autoconsumo conectado a Red con opción a Venta de Energía (precio excedente considerado: 8,0 cent/kWh).

Architecture	Cost				System				PV		Grid	
	PV (kW)	NPC (€)	COE (€/kWh)	Operating cost (€)	Initial capital (€)	Fracción Renewable (%)	Elec. Prod (kWh/yr)	Excess Elec (%)	CO2 (kg/yr)	Capital Cost (€)	Production (kWh)	Energy Purchased (kWh)
1.000	107 €M	0,1200 €	1,01 €M	850.000 €	1,21%	84.680.000	0	53.122.063	850.000 €	1.023.210	83.656.792	0
5.000	105 €M	0,1180 €	9,59 €M	4,25 €M	6,04%	84.687.104	0	50.527.615	4.250.000 €	5.116.052	79.571.048	7.103
10.000	103 €M	0,1150 €	8,97 €M	8,5 €M	12,00%	85.131.344	0	47.561.017	8.500.000 €	10.232.105	74.899.240	451.341
15.000	101 €M	0,11100 €	8,39 €M	12,8 €M	17,80%	86.151.888	0	44.960.367	12.750.000 €	15.348.157	70.803.728	1.471.888
20.000	99,1 €M	0,10700 €	7,82 €M	17,0 €M	23,30%	87.407.368	0	42.508.907	17.000.000 €	20.464.210	66.943.160	2.727.371
50.000	92,3 €M	0,08310 €	4,74 €M	42,5 €M	49,80%	101.658.704	0	32.066.344	42.500.000 €	51.160.524	50.498.180	16.978.704
60.000	91,5 €M	0,07610 €	3,86 €M	51,0 €M	55,70%	108.924.032	0	30.182.442	51.000.000 €	61.392.628	47.531.404	24.244.032
70.000	91,2 €M	0,0701 €	3,02 €M	59,5 €M	60,50%	116.922.944	0	28.764.365	59.500.000 €	71.624.736	45.298.212	32.242.944
75.000	91,2 €M	0,0675 €	2,62 €M	63,8 €M	62,60%	121.123.672	0	28.183.131	63.750.000 €	76.740.784	44.382.884	36.443.668
80.000	91,3 €M	0,06500 €	2,22 €M	68,0 €M	64,50%	125.427.664	0	27.667.473	68.000.000 €	81.856.840	43.570.824	40.747.660
90.000	91,5 €M	0,06050 €	1,43 €M	76,5 €M	67,80%	134.283.072	0	26.793.276	76.500.000 €	92.088.944	42.194.136	49.603.080
100.000	91,9 €M	0,05670 €	0,66 €M	85,0 €M	70,60%	143.396.944	0	26.083.191	85.000.000 €	102.321.048	41.075.892	58.716.940
120.000	93,0 €M	0,05040 €	-0,8 €M	102 €M	75,00%	162.143.456	0	24.992.460	102.000.000 €	122.785.256	39.358.204	77.463.456
140.000	94,4 €M	0,04550 €	-2,3 €M	119 €M	78,30%	181.338.624	0	24.186.609	119.000.000 €	143.249.472	38.089.148	96.658.616
160.000	95,8 €M	0,04160 €	-3,8 €M	136 €M	80,80%	200.822.224	0	23.563.928	136.000.000 €	163.713.680	37.108.548	116.142.224
180.000	97,4 €M	0,03840 €	-5,3 €M	153 €M	82,90%	220.508.192	0	23.069.741	153.000.000 €	184.177.888	36.330.300	135.828.192

**Figura nº 5.35:** Tabla resultados simulación para autoconsumo conectado a Red con opción a Venta de Energía (precio excedente considerado: 8,0 cent/kWh).



**Figura nº 5.36:** Gráfico resultados COE simulación para autoconsumos con excedentes (precio venta de excedente: 8,0 cent/kWh).



**Figura nº 5.37:** Gráfico resultados NPC simulación para autoconsumos con excedentes (precio venta de excedente: 8,0 cent/kWh).

Economics result - Sim.2.3.1 (Consumo 84,5 GWh) Autoconsumo conectado a Red con opción a venta de energía precio 8,0 cent/kWh

PV (kW)	<b>75.000</b>
NPC (€)	<b>91.234.340 €</b>
COE (€/kWh)	<b>0,0675 €</b>
Operating cost (€)	<b>2.617.316 €</b>
Initial capital (€)	<b>63,8 €M</b>
Present worth (€)	<b>16.213.080 €</b>
Anual worth (€/yr)	<b>1.543.962 €</b>
Return on investment (%)	<b>6,7</b>
Internal rate of return (%)	<b>11,6</b>
Simple payback (yr)	<b>7,32</b>
Discounted payback (yr)	<b>12,52</b>

**Figura nº 5.38:** Tabla resultados económicos para un autoconsumo con excedentes (precio venta de excedente: 8,0 cent/kWh).

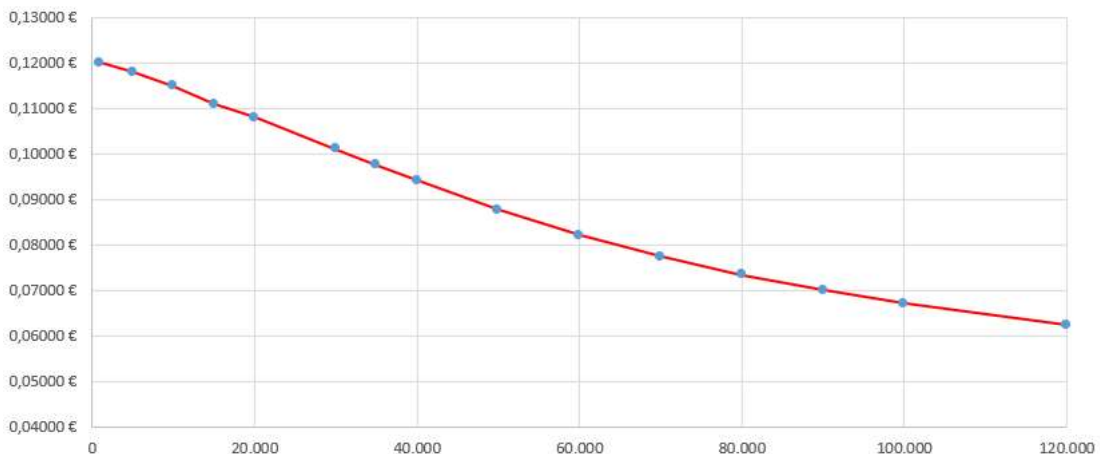
En la tabla de la figura 5.38, si se considera una instalación de autoconsumo con conexión a red y opción a venta de energía a 8 cent€/kWh, la potencia optima de instalación fotovoltaica alcanza los 75 MWp siendo su valor de NPC de 91,2 M€, su coste de energía de 0,0675 €/kWh y su retorno de inversión de 7,3 años.

Simulación 2.3.2: Autoconsumo conectado a Red con opción a Venta de Energía (precio excedente: 5,7 cent/kWh - Pool 2018).

Architecture	Cost				System				PV		Grid	
	PV (kW)	NPC (€)	COE (€/kWh)	Operating cost (€)	Initial capital (€)	Fracción Renewable (%)	Elec Prod (kWh/yr)	Excess Elec (%)	CO2 (kg/yr)	Capital Cost (€)	Production (kWh)	Energy Purchased (kWh)
1.000	107 €M	0,12000 €	10,1 €M	850.000 €	1,21%	84.680.000	0	53.122.063	850.000 €	1.023.210	83.656.792	0
5.000	105 €M	0,11800 €	9,59 €M	4,25 €M	6,04%	84.687.104	0	50.527.615	4.250.000 €	5.116.052	79.571.048	7.103
10.000	103 €M	0,1150 €	8,99 €M	8,50 €M	12,00%	85.131.344	0	47.561.017	8.500.000 €	10.232.105	74.899.240	451.341
15.000	101 €M	0,1110 €	8,43 €M	12,8 €M	17,80%	86.151.888	0	44.960.367	12.750.000 €	15.348.157	70.803.728	1.471.888
20.000	99,9 €M	0,10800 €	7,90 €M	17,0 €M	23,30%	87.407.368	0	42.508.907	17.000.000 €	20.464.210	66.943.160	2.727.371
30.000	97,7 €M	0,10100 €	6,88 €M	25,5 €M	33,70%	90.675.904	0	38.087.041	25.500.000 €	30.696.314	59.979.592	5.995.908
35.000	97,2 €M	0,0975 €	6,42 €M	29,8 €M	38,30%	92.865.640	0	36.228.830	29.750.000 €	35.812.368	57.053.276	8.185.642
<b>40.000</b>	<b>96,9 €M</b>	<b>0,0941 €</b>	<b>5,99 €M</b>	<b>34 €M</b>	<b>42,50%</b>	<b>95.450.920</b>	<b>0</b>	<b>34.621.790</b>	<b>34.000.000 €</b>	<b>40.928.420</b>	<b>54.522.504</b>	<b>10.770.922</b>
50.000	97,4 €M	0,0877 €	5,22 €M	42,5 €M	49,80%	101.658.704	0	32.066.344	42.500.000 €	51.160.524	50.498.180	16.978.704
60.000	98,7 €M	0,08210 €	4,54 €M	51,0 €M	55,70%	108.924.032	0	30.182.442	51.000.000 €	61.392.628	47.531.404	24.244.032
70.000	101 €M	0,07740 €	3,92 €M	59,5 €M	60,50%	116.922.944	0	28.764.365	59.500.000 €	71.624.736	45.298.212	32.242.944
80.000	103 €M	0,07340 €	3,35 €M	68,0 €M	64,50%	125.427.664	0	27.667.473	68.000.000 €	81.856.840	43.570.824	40.747.660
90.000	106 €M	0,07000 €	2,80 €M	76,5 €M	67,80%	134.283.072	0	26.793.276	76.500.000 €	92.088.944	42.194.136	49.603.080
100.000	109 €M	0,06710 €	2,26 €M	85 €M	70,60%	143.396.944	0	26.083.191	85.000.000 €	102.321.048	41.075.892	58.716.940
120.000	115 €M	0,06230 €	1,24 €M	102 €M	75,00%	162.143.456	0	24.992.460	102.000.000 €	122.785.256	39.358.204	77.463.456

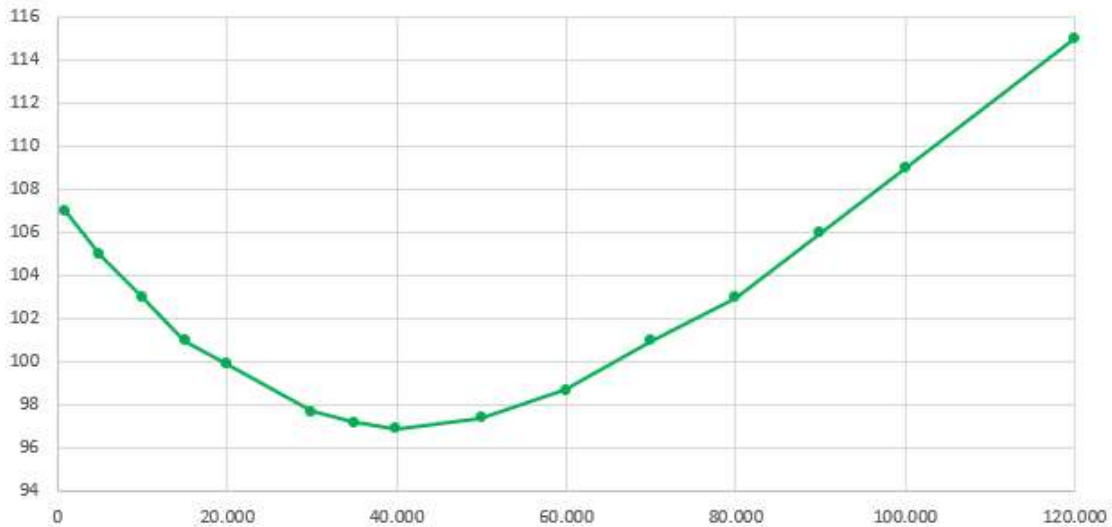
**Figura nº 5.39:** Tabla resultados simulación para autoconsumo conectado a Red con opción a Venta de Energía (precio excedente considerado: 5,7 cent/kWh - Pool 2018).

COE (€/kWh) - Sim.2.3.2 (Consumo 84,5 GWh)  
Autoconsumo conectado a Red con opción a Venta de Energía (Precio pool - 5,7 cent/kWh)



**Figura nº 5.40:** Gráfico resultados COE simulación para autoconsumos con excedentes (precio venta de excedente: 5,7 cent/kWh - Pool).

NPC (€) - Sim.2.3.2 (Consumo 84,5 GWh)  
**Autoconsumo conectado a Red con opción a Venta de Energía a  
(Precio pool - 5,7 cent/kWh).**



**Figura nº 5.41:** Gráfico resultados NPC simulación para autoconsumos con excedentes (precio venta de excedente: 5,7 cent/kWh - Pool).

Economics result - Sim.2.3.2 (Consumo 84,5 GWh) Autoconsumo conectado a Red con opción a venta de energía precio pool 5,7 cent/kWh

PV (kW)	<b>40.000</b>
NPC (€)	96.935.140 €
COE (€/kWh)	0,09409 €
Operating cost (€)	5.993.273 €
Initial capital (€)	34 €
Present worth (€)	10.512.280 €
Anual worth (€/yr)	1.001.078 €
Return on investment (%)	7,1
Internal rate of return (%)	12,3
Simple payback (yr)	<b>6,98</b>
Discounted payback (yr)	11,46

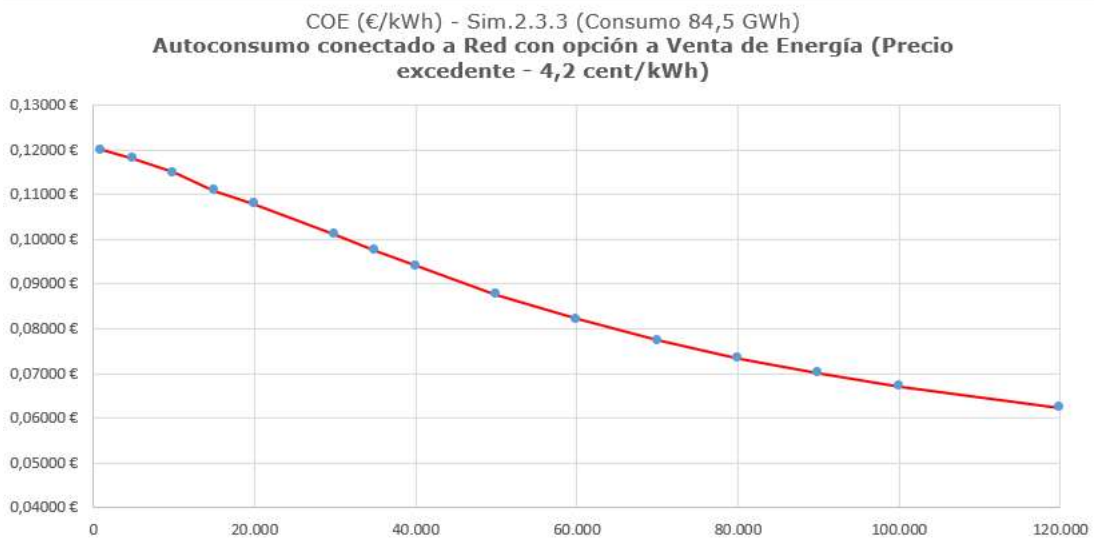
**Figura nº 5.42:** Tabla resultados económicos para un autoconsumo con excedentes (precio venta de excedente: 5,7 cent/kWh).

En la tabla de la figura 5.42, si se considera una instalación de autoconsumo con conexión a red y opción a venta de energía a 5,7 cent€/kWh, la potencia optima de instalación fotovoltaica baja hasta los 40 MWp siendo su valor de NPC de 96 M€, su coste de energía de 0,094 €/kWh y su retorno de inversión de 6,9 años.

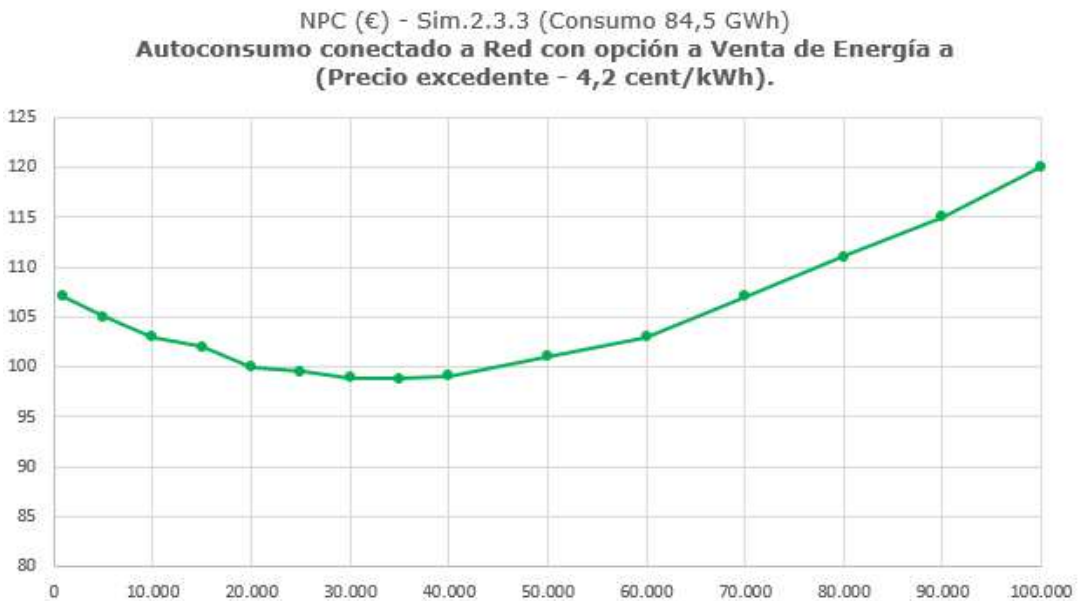
Simulación 2.3.3: Autoconsumo conectado a Red con opción a Venta de Energía (precio excedente: 4,2 cent/kWh - compensación excedente 2019).

Architecture		Cost				System				PV		Grid	
PV (kW)	NPC (€)	COE (€/kWh)	Operating cost (€)	Initial capital (€)	Fracción Renewable (%)	Elec Prod (kWh/yr)	Excess Elec (%)	CO2 (kg/yr)	Capital Cost (€)	Production (kWh)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	
1.000	107 €	0,12000 €	10,1 €	850.000 €	1,21%	84.680.000	0	53.122.063	850.000 €	1.023.210	83.656.792	0	
5.000	105 €	0,11800 €	9,59 €	4,25 €	6,04%	84.687.104	0	50.527.615	4.250.000 €	5.116.052	79.571.048	7.103	
10.000	103 €	0,11500 €	9,00 €	8,50 €	12,00%	85.131.344	0	47.561.017	8.500.000 €	10.232.105	74.899.240	451.341	
15.000	102 €	0,11200 €	8,46 €	12,8 €	17,80%	86.151.888	0	44.960.367	12.750.000 €	15.348.157	70.803.728	1.471.888	
20.000	100 €	0,10900 €	7,95 €	17 €	23,30%	87.407.368	0	42.508.907	17.000.000 €	20.464.210	66.943.160	2.727.371	
25.000	99,5 €	0,10500 €	7,45 €	21,3 €	28,70%	88.875.480	0	40.192.465	21.250.000 €	25.580.262	63.295.220	4.195.481	
30.000	98,9 €	0,10200 €	6,99 €	25,5 €	33,70%	90.675.904	0	38.087.041	25.500.000 €	30.696.314	59.979.592	5.995.908	
<b>35.000</b>	<b>98,8 €</b>	<b>0,09920 €</b>	<b>6,57 €</b>	<b>29,8 €</b>	<b>38,30%</b>	<b>92.865.640</b>	<b>0</b>	<b>36.228.830</b>	<b>29.750.000 €</b>	<b>35.812.368</b>	<b>57.053.276</b>	<b>8.185.642</b>	
40.000	99,1 €	0,09610 €	6,19 €	34 €	42,50%	95.450.920	0	34.621.790	34.000.000 €	40.928.420	54.522.504	10.770.922	
50.000	101 €	0,09070 €	5,54 €	42,5 €	49,80%	101.658.704	0	32.066.344	42.500.000 €	51.160.524	50.498.180	16.978.704	
60.000	103 €	0,08600 €	4,99 €	51 €	55,70%	108.924.032	0	30.182.442	51.000.000 €	61.392.628	47.531.404	24.244.032	
70.000	107 €	0,08220 €	4,51 €	59,5 €	60,50%	116.922.944	0	28.764.365	59.500.000 €	71.624.736	45.298.212	32.242.944	
80.000	111 €	0,07890 €	4,08 €	68,0 €	64,50%	125.427.664	0	27.667.473	68.000.000 €	81.856.840	43.570.824	40.747.660	
90.000	115 €	0,07620 €	3,69 €	76,5 €	67,80%	134.283.072	0	26.793.276	76.500.000 €	92.088.944	42.194.136	49.603.080	
100.000	120 €	0,07390 €	3,31 €	85,0 €	70,60%	143.396.944	0	26.083.191	85.000.000 €	102.321.048	41.075.892	58.716.940	

**Figura nº 5.43:** Tabla resultados simulación para autoconsumo conectado a Red con opción a Venta de Energía (precio excedente: 4,2 cent/kWh - compensación excedente 2019).



**Figura nº 5.44:** Gráfico resultados COE simulación para autoconsumos con excedentes (precio excedente: 4,2 cent/kWh - compensación excedente 2019).



**Figura nº 5.45:** Gráfico resultados NPC simulación para autoconsumos con excedentes (precio excedente: 4,2 cent/kWh - compensación excedente 2019).

Economics result - Sim.2.3.3 (Consumo 84,5 GWh) Autoconsumo conectado a Red con opción a venta de energía precio excedente 4,2 cent/kWh

PV (kW)	35.000
NPC (€)	98.761.140 €
COE (€/kWh)	0,09915 €
Operating cost (€)	6.571.887 €
Initial capital (€)	29,8 €M
Present worth (€)	8.686.276 €
Anual worth (€/yr)	827.189 €
Return on investment (%)	7,0
Internal rate of return (%)	12,0
Simple payback (yr)	7,09
Discounted payback (yr)	11,77

Figura nº 5.46: Tabla resultados económicos para un autoconsumo con excedentes (precio excedente: 4,2 cent/kWh - compensación excedente 2019).

En la tabla anterior, si se considera una instalación de autoconsumo con conexión a red y opción a venta de energía a 4,2 cent€/kWh, la potencia óptima de instalación fotovoltaica vuelve a bajar hasta los 35 MWp siendo su valor de NPC de 98,7 M€, su coste de energía de 0,099 €/kWh y su retorno de inversión de 7,1 años.

**Resultado Informe Simulación 2.4 (Autoconsumo sin conexión a red).**

**Simulación 2.4.1: Autoconsumo sin conexión a red con Baterías y Generador Diesel valorado a precio actual de mercado.**

Precio Generador Diesel = 1,2 €/litro.  
 Precio Batería Lito (BYD) = 302 €/kWh.  
 (nota: El valor que te da en "Architecture/H3000" son unidades de batería. Cada unidad se ha considerado de 7,15 kWh).

En este caso no tiene sentido calcular el retorno de la inversión al ser el COE mayor que el coste de una simulación con red.

PV (kW)	Architecture Gen (kW)	H3000	Converter (kW)	Cost				System				Generation				PV				H3000				Converter Inverter Mean Output (kW)
				NPC (€)	COE (€/kWh)	Operating cost (€)	Initial capital (€)	Fraction Renewable (%)	Total Fuel (t/yr)	Hour	Production (kWh)	Fuel (L)	OMM Cost	Fuel Cost	Capital Cost	Production (kWh/yr)	Autonomy (hr)	Annual Throughput (kWh)	Nominal Capacity (kW)	Usable Nominal Capacity (kWh)	Ractifier Mean Output (kW)			
80.000	35.000	32.374	80.000	281,34 €M	0,316 €	10.632 €M	168,89 €M	45,0%	3.396,14 t	1.344	11.739.118	3.664.143	476.400 €	4.438.372 €	88.000.000 €	111.177.700	17	32.876,07 €M	238.734	161,915	1.988	2.900		
60.000	35.000	19.800	60.000	283,74 €M	0,319 €	15.423 €M	123,88 €M	70,2%	7.232,13 t	2.642	25.278.460	7.131.236	924.700 €	8.774.770 €	51.000.000 €	66.381.200	10	24.221.250	141.556	99,088	2.977	2.493		
80.000	35.000	35.800	80.000	283,89 €M	0,319 €	13.624 €M	145,88 €M	77,2%	5.339.335 t	2.860	19.077.600	5.555.330	725.000 €	9.814.484 €	68.000.000 €	111.177.700	19	27.034.500	141.556	99,088	2.938	2.742		
100.000	35.000	32.274	60.000	285,12 €M	0,325 €	6.697 €M	188,89 €M	89,6%	2.568,84 t	948	8.423.132	2.568.845	331.800 €	3.080.613 €	85.000.000 €	143.972.100	17	34.346.480	120.736	161,515	4.209	1.492		
120.000	35.000	35.800	60.000	293,21 €M	0,331 €	3.691 €M	239,89 €M	91,7%	4.628,17 t	1.738	6.518.366	4.628,175	498.200 €	3.530.074 €	80.000.000 €	143.972.100	17	28.491.300	141.556	99,088	4.477	1.558		
130.000	35.000	35.274	60.000	301,92 €M	0,340 €	6.532 €M	263,89 €M	92,2%	3.928,33 t	916	6.514.439	3.928,335	320.400 €	2.534.243 €	100.000.000 €	172.364.600	17	34.988.400	120.736	161,515	4.288	1.492		
130.000	35.000	35.800	60.000	305,91 €M	0,344 €	12.201 €M	278,89 €M	81,9%	10.124,92 t	3.519	33.170.899	4.024.025	520.000 €	4.828.004 €	100.000.000 €	172.364.600	19	38.483.800	141.556	99,088	5.526	1.913		
80.000	35.000	64.746	60.000	317,37 €M	0,378 €	9.251 €M	249,22 €M	81,7%	2.043,84 t	736	7.059.998	2.043,844	297.500 €	2.452.632 €	68.000.000 €	143.972.100	34	37.827.800	142.887	124,021	4.420	1.947		
120.000	35.000	64.746	60.000	341,60 €M	0,386 €	8.243 €M	271,27 €M	80,7%	1.018,66 t	277	3.568.813	1.018,676	136.200 €	1.222.764 €	100.000.000 €	172.364.600	34	38.107.600	142.887	124,021	4.723	1.941		
60.000	35.000	35.200	60.000	352,00 €M	0,397 €	13.259 €M	332,22 €M	81,8%	4.836,03 t	1.565	15.373,770	4.836,037	547.750 €	5.321.245 €	51.000.000 €	66.381.200	34	33.113.800	142.887	124,021	4.358	1.940		
100.000	35.000	60.000	60.000	400,41 €M	0,405 €	8.129 €M	274,27 €M	87,2%	951,67 t	277	2.172,621	691,674	88.950 €	632.244 €	100.000.000 €	172.364.600	34	38.107.600	142.887	124,021	4.723	1.941		
80.000	35.000	99.000	60.000	404,41 €M	0,409 €	10.663 €M	314,41 €M	95,2%	1.164,77 t	418	4.026.543	1.164,770	146.300 €	1.307.724 €	68.000.000 €	143.972.100	51	40.071.600	107.779	495,445	4.965	1.434		
100.000	35.000	60.000	60.000	424,19 €M	0,429 €	8.900 €M	334,41 €M	88,4%	862,22 t	131	3.433,660	862,226	88.950 €	632,244 €	68.000.000 €	143.972.100	51	40.071.600	107.779	495,445	4.965	1.434		
80.000	35.000	99.000	60.000	453,01 €M	0,465 €	1.826 €M	391,41 €M	84,4%	1.750,24 t	131	13.017,170	1.750,240	496.200 €	4.502.000 €	51.000.000 €	66.381.200	51	25.211,200	107.779	495,445	4.283	1.588		
130.000	35.000	99.000	60.000	454,43 €M	0,472 €	35.101 €M	348,41 €M	90,9%	246,51 t	32	852,911	246,514	32.200 €	246,217 €	100.000.000 €	172.364.600	51	40.071.600	107.779	495,445	4.965	1.434		
60.000	35.000	19.800	60.000	471,71 €M	0,515 €	39.497 €M	34,88 €M	90,7%	242,20 t	2.097	871,935	242,200	2.480.950 €	20,942.242 €	10	8.136.998	141.556	99,088	5.022	1.444				
0	35.000	32.274	60.000	494,59 €M	0,556 €	37.896 €M	101,89 €M	0,0%	24.187,54 t	7.093	87.067,940	24.187,540	2.482.550 €	20.025,620 €	0	0	17	8.379.304	230.736	161,515	1.012	823		
60.000	35.000	126.000	60.000	526,14 €M	0,610 €	12.944 €M	493,17 €M	97,2%	656,44 t	230	3.200,212	656,440	17.000 €	17.000 €	68.000.000 €	143.972.100	72	42.471,000	990.800	653,623	5.162	4.212		
100.000	35.000	138.800	60.000	550,94 €M	0,630 €	12.708 €M	417,17 €M	99,1%	174,10 t	42	602,648	174,100	21.700 €	208,922 €	85.000.000 €	143.972.100	72	42.471,000	990.800	653,623	5.162	4.212		
60.000	35.000	138.800	60.000	568,44 €M	0,642 €	16.200 €M	382,17 €M	1,2%	1.329,26 t	1.239	10.850,900	1.329,260	420.600 €	4.201,214 €	51.000.000 €	66.381.200	72	39.782.200	990.800	653,623	4.326	3.642		
130.000	35.000	138.800	60.000	570,37 €M	0,642 €	12.988 €M	426,17 €M	99,7%	66,30 t	276	828,701	66,300	8.400 €	7,624 €	100.000.000 €	172.364.600	72	40.257.400	990.800	653,623	4.288	4.130		
80.000	35.000	60.000	60.000	596,51 €M	0,664 €	9.394 €M	372,27 €M	0,0%	241,49 t	7.079	86.618,300	241,490,000	2.477.650 €	28.976.600 €	34	8.575,700	80,887	124,021	4.016	896				
100.000	35.000	178.200	60.000	651,18 €M	0,732 €	15.735 €M	483,94 €M	98,3%	421,51 t	152	1.453,377	421,530	51.200 €	505,823 €	68.000.000 €	127.022,000	92	43.075,300	1.274,022	891,803	5.211	4.378		
120.000	35.000	178.200	60.000	651,18 €M	0,732 €	15.735 €M	483,94 €M	99,7%	80,75 t	131	278,544	80,750	1.830,00 €	66,147 €	85.000.000 €	143.972.100	92	42.386,600	1.274,022	891,803	5.247	4.276		
80.000	35.000	178.200	60.000	671,01 €M	0,748 €	18.611 €M	486,49 €M	99,7%	3.992,49 t	1.181	11.807,760	3.992,490	411.200 €	4.066,707 €	51.000.000 €	66.381.200	92	36.386,400	1.274,022	891,803	4.308	3.088		
130.000	35.000	178.200	60.000	687,60 €M	0,775 €	15.366 €M	539,94 €M	99,9%	24,10 t	5	41,740	22,891	1.750 €	15,490 €	100.000.000 €	172.364.600	92	40.995,300	1.274,022	891,803	5.010	4.131		
80.000	35.000	60.000	60.000	678,88 €M	0,783 €	26.414 €M	491,41 €M	0,0%	24.000,00 t	938	86.542,000	24.000,000	2.477.650 €	28.976,600 €	34	8.575,700	80,887	124,021	4.016	896				
80.000	35.000	217.800	60.000	692,53 €M	0,803 €	18.048 €M	571,72 €M	98,7%	422,45 t	185	1.116,950	422,450	4.200 €	4.078,00 €	68.000.000 €	111.177.700	113	43.302,800	1.097,119	1.099,978	4.220	4.490		
100.000	35.000	217.800	60.000	704,61 €M	0,862 €	16.463 €M	588,71 €M	99,7%	36,58 t	131	155,089	36,589	4.200 €	37,17 €	68.000.000 €	143.972.100	113	42.440,400	1.097,119	1.099,978	4.170	4.296		
60.000	35.000	217.800	60.000	709,27 €M	0,888 €	23.237 €M	554,71 €M	80,7%	3.235,97 t	1.131	11.252,460	3.235,970	368.850 €	3.881,171 €	51.000.000 €	66.381.200	113	36.513,800	1.097,119	1.099,978	4.410	3.752		
130.000	35.000	217.800	60.000	709,27 €M	0,888 €	19.204 €M	652,14 €M	100,0%	23,999,26 t	0	0	0	0	0 €	113	100.000.000 €	172.364.600	113	40.406,400	1.097,119	1.099,978	5.015	4.261	
0	35.000	138.800	60.000	708,79 €M	0,890 €	45.388 €M	332,17 €M	0,0%	24.051,46 t	7.051	86.582,700	24.051,460	2.482.850 €	28.861,700 €	0	0	72	8.874,226	990.800	653,623	1.007	903		
0	35.000	178.200	60.000	725,19 €M	1,041 €	46.241 €M	412,94 €M	0,0%	23.999,26 t	7.054	86.600,700	23.999,260	2.484.900 €	28.797,974 €	0	0	113	9.054,294	1.274,022	891,803	1.005	920		
0	35.000	217.800	60.000	750,81 €M	1,173 €	51.843 €M	503,17 €M	0,0%	23.951,38 t	7.051	86.233,500	23.951,380	2.457,350 €	28.741,540 €	0	0	113	9.289,847	1.097,119	1.099,978	1.005	940		

Figura nº 5.47: Tabla resultados simulación para autoconsumo sin conexión a Red con Baterías y Generador Diesel valorado a precio actual de mercado.

Uds batería	kWh nominal	NPC (€) - SIMULACIÓN 2.4.1				
217.800	1.557.113	1.042.865.000 €	789.272.800 €	767.539.400 €	784.485.400 €	805.277.300 €
178.200	1.274.002	925.791.200 €	673.887.100 €	651.180.400 €	667.380.400 €	687.604.300 €
138.600	990.890	808.797.600 €	558.645.600 €	536.106.800 €	550.941.500 €	570.570.200 €
99.000	707.779	691.804.200 €	443.992.100 €	426.414.400 €	437.392.600 €	455.433.800 €
64.746	462.887	590.531.500 €	353.008.200 €	337.372.400 €		

**Simulación 2.4.2: Autoconsumo sin conexión a red con Baterías y Generador Diesel valorado a precio hipotético de mercado.**

Precio Generador Diesel = 0,38 €/litro.  
 Precio Batería Litio (BYD) = 10,48 €/kWh  
 (nota: Precios del diésel tomados el 08-jul-2019 [https://es.globalpetrolprices.com/diesel\\_prices/](https://es.globalpetrolprices.com/diesel_prices/)).

PV (kW)	Antebatería			Cable			Sistema			Generación				PV			H2000			Consumidor	
	Gas (kW)	H1000	Convertidor (kW)	NPC (€)	COE (€/kWh)	Capital (€)	Fración Renovable (%)	Total Fuel (L/y)	Hour	Production (kWh)	Fuel (L)	GM Cost	Fuel Cost	Capital Cost	Production (kWh)	Autonomy (h)	Annual Throughput (kWh)	Nominal Capacity (kW)	Usable Nominal Capacity (kW)	Facilities	Operative
60.000	35.000	94.766	60.000	107.024	0,121€	1.258.029	84,43%	4.436.237	1.530	15.037.130	1.750.000	588	1.426.037€	51.000.000€	86.388.380	34	34.205.200	607.779	426.460	4.263	1.368

**Figura nº 5.49:** Tabla resultados simulación para autoconsumo sin conexión a Red con Baterías y Generador Diesel valorado a precio hipotético de mercado.

Uds batería	kWh nominal	NPC (€) - SIMULACIÓN 2.4.2					
257.400	1.840.225	183.079.500 €	119.359.300 €	124.012.200 €	140.863.300 €	158.913.400 €	176.963.500 €
217.800	1.557.113	179.304.700 €	116.263.100 €	120.196.800 €	136.881.600 €	154.833.600 €	172.883.700 €
178.200	1.274.002	175.500.700 €	113.089.500 €	116.584.400 €	133.029.300 €	150.766.100 €	168.803.900 €
138.600	990.890	171.734.500 €	109.981.300 €	113.384.600 €	129.391.100 €	146.936.800 €	164.699.600 €
99.000	707.779	167.968.300 €	107.095.900 €	111.911.600 €	126.681.300 €	143.717.100 €	161.171.600 €
64.746	462.887	164.675.600 €	107.656.900 €	112.513.200 €	125.760.800 €	142.280.400 €	159.434.400 €
32.274	230.736	161.587.900 €	112.860.600 €	118.753.900 €	130.385.300 €	145.472.600 €	161.614.000 €
19.800	141.556	160.388.400 €	121.111.600 €	128.912.600 €	141.721.600 €	156.286.300 €	171.905.900 €
	<b>PV (MWp)</b>	0	60	80	100	120	140

Cada unidad de batería son 7,15 kWh

**Figura nº 5.50:** Tabla resultados NPC (€) simulación para autoconsumos sin conexión a Red con Baterías y Generador Diesel valorado a precio hipotético de mercado.

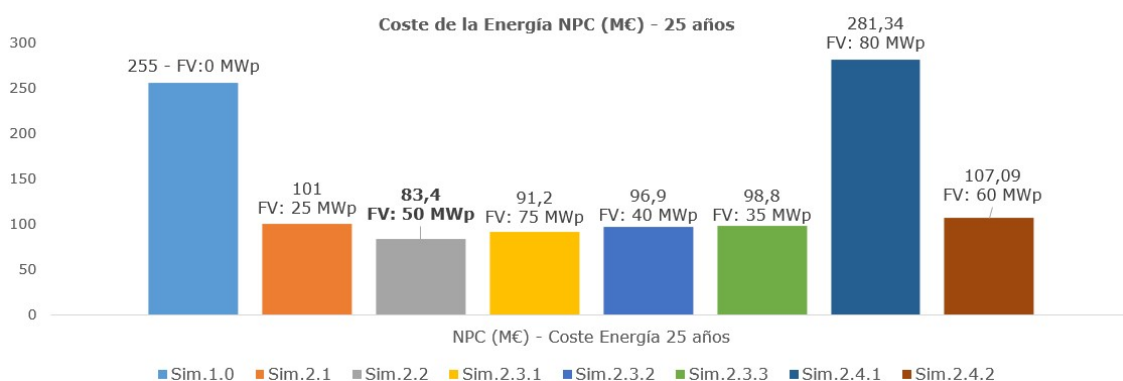
La siguiente tabla es un resumen de los resultados derivados de la segunda fase de la metodología.

Modalidades Autoconsumo	Sim.1.0	Sim.2.1	Sim.2.2	Sim.2.3.1	Sim.2.3.2	Sim.2.3.3	Sim.2.4.1	Sim.2.4.2
<b>Fase 2: Consumo final (84,5 GWh)</b>	Sin instalación FV	Inyección 0 sin excedentes	Conectado a red con balance neto	Conectado a red con opción a venta de energía (precio: 8,0 cent/kWh)	Conectado a red con opción a venta de energía (precio: 5,7 cent/kWh)	Conectado a red con opción a venta de energía (precio: 4,2 cent/kWh)	Sin conexión a red con Baterías (302 €/kWh) y Generador Diesel (0,38 €/litro)	Sin conexión a red con Baterías (140,48 €/kWh) y Generador Diesel (0,38 €/litro)
<b>Potencia Fotovoltaica instalada DC (kW)</b>	0	25.000	50.000	75.000	40.000	35.000	80.000	60.000
Fración Renovable (%)	0,0%	25,5%	49,8%	62,6%	42,2%	38,3%	85,0%	81,8%
Producción PV (kWh/año)	0	25.975.686	51.160.524	76.740.784	40.928.420	35.812.368	115.177.700	86.383.280
Energía comprada Red (kWh)	84.491.460	63.050.664	50.498.180	44.382.884	54.522.504	57.053.276	12.739.130	13.037.170
Energía vendida Red (kWh)	0	0	16.978.704	36.443.668	10.770.922	18.855.642	0	0
Electricidad Producida Sistema (kWh/año)	84.491.460	89.026.350	101.658.704	121.123.668	95.450.924	92.865.644	127.916.828	99.420.443
NPC (M€) - Coste Energía 25 años	107	101	83,4	91,2	96,9	98,8	281,34	107,09
Ahorro NPC (M€) con respecto Sim.1.0		6,00	23,60	15,80	10,10	8,20	-174,34	-0,09
COE (€/kWh)	0,121 €	0,114 €	0,075 €	0,068 €	0,094 €	0,099 €	0,316 €	0,120 €
Coste Operacional (€)		7,63 €M	3,89 €M	2,62 €M	5,99 €M	6,57 €M	10,61 €M	2,1589 €M
Capital Inicial (€)		21,25 €M	42,5 €M	63,8 €M	34 €M	29,8 €M	169,89 €M	84,42 €M
Valor anual (€/año)		578.354 €	2.292.659 €	1.543.962 €	1.001.078 €	827.189 €	0	0
<b>Retorno inversión (años)</b>		7,12	5,68	7,32	6,98	7,09		
Emissiones CO2 (Teg/año) - Coef. Red: 635 (gr/kWh)	53.652	40.037	32.066	28.183	34.622	36.229	9.675	9.816
Emissiones generadas debido a la fabricación de la instalación FV (Teg CO2 / año)	0	944	1.888	2.832	1.510	1.322	3.021	2.266
Producción anual (kWh) proyecto FV	0	41.250.000	82.500.000	123.750.000	66.000.000	57.750.000	132.000.000	99.000.000
El proyecto evita en (Teg CO2/año) la emisión de:	0	12.671	19.698	22.637	17.520	16.102	40.956	41.570
Amortización de la instalación en términos de CO2 (años)	0	1,86	2,46	3,13	2,24	2,05	1,84	1,36
Producción libre de emisiones de (vida útil panel 25 años)	0	23,14	22,60	21,87	22,84	22,95	23,16	23,64
<b>Emisiones Totales CO2 (Teg - 25 años)</b>	1.341.302	1.024.529	848.859	775.379	903.305	938.761	317.398	302.045
Costes CO2 (€) - 2015: 7,28 (€/Tn)	9.764.678 €	7.458.574 €	6.179.693 €	5.644.757 €	6.576.060 €	6.834.180 €	2.310.654 €	2.198.885 €
Costes CO2 (€) - 2018: 15,64 (€/Tn)	20.977.962 €	16.023.641 €	13.276.154 €	12.126.924 €	14.127.690 €	14.682.222 €	4.964.097 €	4.723.979 €

**Figura nº 5.51:** Tabla resultados Fase II de la metodología

Así, la herramienta de cálculo empleada en fase 2 es capaz de obtener para cada una de las simulaciones planteadas, el tamaño de la instalación fotovoltaica que menor coste de energía al cabo de 25 años le va a suponer

al consumidor, es decir nos informa del NPC o del coste del ciclo de vida de la instalación óptimo.



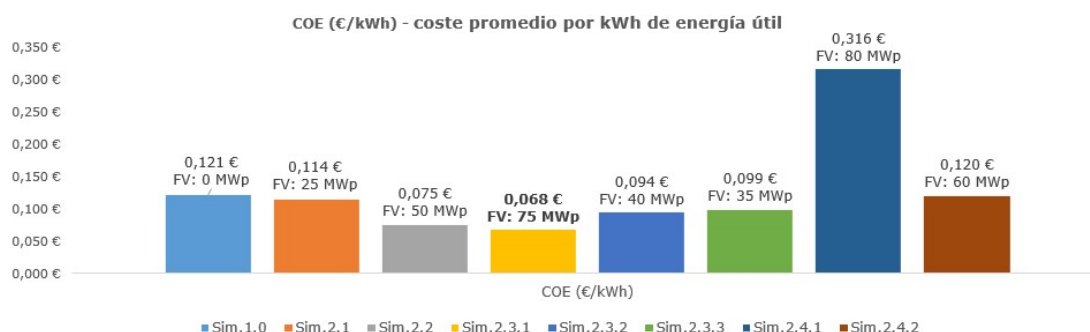
**Figura nº 5.52:** Gráfico resultados NPC (€) por simulación.

Como se aprecia en el gráfico de la figura anterior, la simulación 2.2 (o instalación fotovoltaica planteada con Balance Neto que no dispone de legislación favorable en España) nos da el valor óptimo de su serie para una potencia instalada de 50 MWp. Esto significa que la mejor opción dado el consumo energético del que partimos (84,5 GWh) es plantear una instalación fotovoltaica de 50 MWp con balance neto.

Además del coste de ciclo de vida de la instalación o NPC, la metodología obtiene para cada una de las modalidades seleccionadas, los siguientes indicadores:

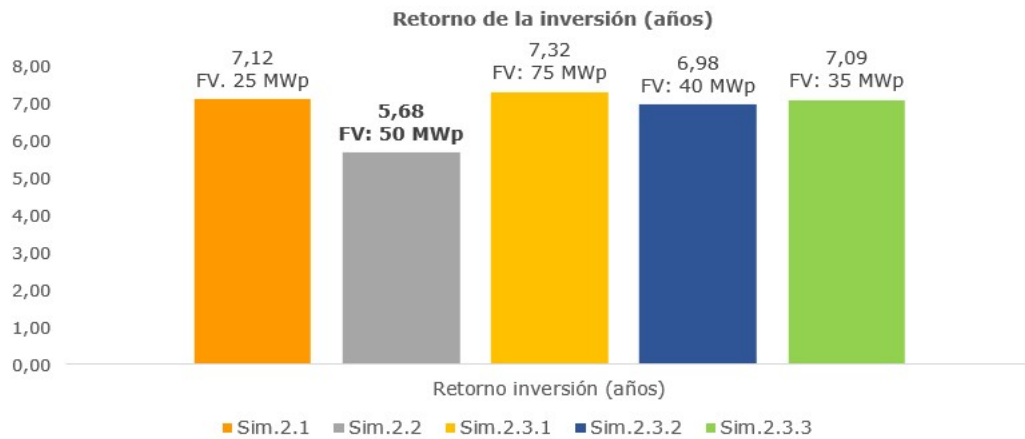
- Valores de fracción de penetración renovable
- Producción en kWh anual de la instalación
- Energía que es necesaria comprar a la red
- COE o coste promedio por kWh de energía útil producida por el sistema
- Capital necesario inicial para el proyecto
- Retorno en años de la inversión.

Las dos siguientes gráficas muestran el dato óptimo de COE obtenido para cada simulación planteada, así como el retorno en años de la inversión.



**Figura nº 5.53:** Gráfico resultados COE (€/kWh).



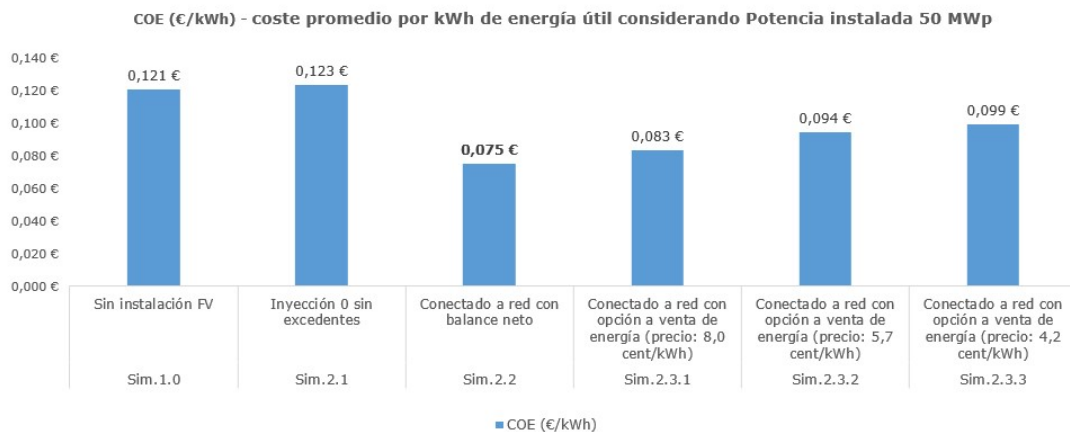


**Figura nº 5.54:** Gráfico resultados Retorno de la inversión (años).

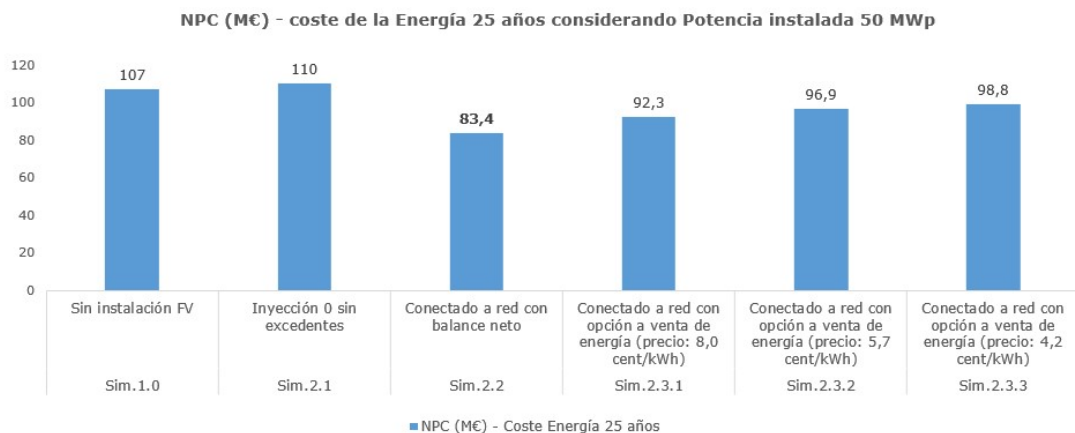
La siguiente tabla compara los resultados obtenidos para los valores de NPC y COE si se considera una instalación tipo de 50 MWp de potencia.

Modalidades Autoconsumo	Sim.1.0	Sim.2.1	Sim.2.2	Sim.2.3.1	Sim.2.3.2	Sim.2.3.3
Fase 2: Consumo final (84,5 GWh)	Sin instalación FV	Inyección 0 sin excedentes	Conectado a red con balance neto	Conectado a red con opción a venta de energía (precio: 8,0 cent/kWh)	Conectado a red con opción a venta de energía (precio: 5,7 cent/kWh)	Conectado a red con opción a venta de energía (precio: 4,2 cent/kWh)
Potencia Fotovoltaica instalada DC (kW)	0	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
NPC (M€) - Coste Energía 25 años	107	110	83,4	92,3	96,9	98,8
COE (€/kWh)	0,121 €	0,123 €	0,075 €	0,083 €	0,094 €	0,099 €

**Figura nº5.55:** Tabla de ratios NPC y COE para una instalación de 50 MWp.



**Figura nº5.56:** Gráfico COE (€/kWh) para una instalación de 50 MWp.



**Figura nº5.57:** Gráfico NPC (M€) para una instalación de 50 MWp.

Se concluye que el máximo ahorro económico conseguido en Fase II se obtiene con la Simulación 2.2 de balance neto para una instalación de 50 MWp. Siendo el ahorro acumulado en 25 años de **23,6 M€** con respecto a la opción de no poner instalación fotovoltaica. Si se considera que actualmente en España la simulación 2.2 no es todavía una opción viable y elegimos en cambio la opción de simulación 2.3.3 ya recogida en el Real Decreto 244/2019 que habilita una opción de autoconsumo con venta de excedente (en este caso a un precio conservador de 4,2 cent/kWh) el ahorro alcanzado es de **8,2 M€** (15,4 M€ menos).

La metodología también da información ambiental en relación a las emisiones totales de CO<sub>2</sub> emitidas al cabo de los 25 años de duración de la instalación fotovoltaica (ver apartado de este capítulo 5.4.3.4).

Modalidades Autoconsumo	Sim.1.0	Sim.2.1	Sim.2.2	Sim.2.3.1	Sim.2.3.2	Sim.2.3.3	Sim.2.4.1	Sim.2.4.2
Fase 2: Consumo final (84,5 GWh)	Sin instalación FV	Inyección 0 sin excedentes	Conectado a red con balance neto	Conectado a red con opción a venta de energía (precio: 8,0 cent/kWh)	Conectado a red con opción a venta de energía (precio: 5,7 cent/kWh)	Conectado a red con opción a venta de energía (precio: 4,2 cent/kWh)	Sin conexión a red con Baterías (302 €/kWh) y Generador Diesel (1,2 €/litro)	Sin conexión a red con Baterías (10,48 €/kWh) y Generador Diesel (0,38 €/litro)
Emisiones Totales CO <sub>2</sub> (Teq 25 años)	1.341.302	1.024.529	848.859	775.379	903.305	938.761	317.398	302.045
Emisiones Totales Evitadas CO <sub>2</sub> (Teq 25 años)	0	316.772	492.443	565.923	437.997	402.541	1.023.904	1.039.257
Costes CO <sub>2</sub> (€) - 2015: 7,28 (€/Tn)	9.764.678 €	7.458.574 €	6.179.693 €	5.644.757 €	6.576.060 €	6.834.180 €	2.310.654 €	2.198.885 €
Ahorro en € por emisiones Evitadas 2015		2.306.104 €	3.584.985 €	4.119.921 €	3.188.618 €	2.930.498 €	7.454.024 €	7.565.793 €
Costes CO <sub>2</sub> (€) - 2018: 15,64 (€/Tn)	20.977.962 €	16.023.641 €	13.276.154 €	12.126.924 €	14.127.690 €	14.682.222 €	4.964.097 €	4.723.979 €
Ahorro en € por emisiones Evitadas 20118		4.954.322 €	7.701.809 €	8.851.038 €	6.850.272 €	6.295.740 €	16.013.865 €	16.253.983 €

**Figura nº5.58:** Tabla resultados Fase II de la metodología (emisiones).

## 5.6 Conclusiones

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos el primer año, tras la aplicación de la fase I y la fase II de la metodología a un consumo inicial de 96 GWh en el año 2015.

	Consumo inicial Fase I: 96 GWh	Consumo inicial Fase II: 84,5 GWh	Resultados Fase I + Fase II (sim 2.2)
Balance energético conseguido (kWh)	11.438.137	33.993.280	45.431.417
Balance económico anual fruto de los kWh <sub>ahorrados</sub>	435.442	736.802	1.172.244
Balance ambiental conseguido (Tn CO <sub>2</sub> )	1.776	19.698	21.474
Balance económico fruto de las Tn CO <sub>2</sub> <sub>ahorrado</sub>	12.929	143.399	156.329
Consumo Final Red (kWh)	84.491.460	50.498.180	

Balance económico total **1.328.573 €**  
Reducción de consumo conseguida **47,4%**

**Figura nº 5.59:** Tabla resultados año 2015 tras la aplicación de las fases I y II de la metodología.

<sup>1</sup> El balance energético conseguido es la diferencia entre la energía que es necesario comprar a la red en la simulación 1.0 (84.491 460 kWh) y la energía que es necesario comprar en la **simulación 2.2** (50.498.180 kWh).

<sup>2</sup> El balance económico anual fruto de los kWh ahorrados nos lo da la diferencia entre el NPC (Coste de la Energía en 25 años) de la simulación 1.0 (107 M€) y el NPC de la simulación 2.2 (83,4 M€). El resultado es un ahorro acumulado en 25 años de 23,6 M€. Considerando un efecto neto de IPC del 2%, el ahorro económico durante el primer año de vida de la instalación alcanzaría los 736.802 €.

<sup>3</sup> Siendo el balance ambiental conseguido en fase II durante los 25 años de 492.443 TnCO<sub>2</sub>, se considera de forma simplificada un balance de 19.698 TnCO<sub>2</sub> para el primer año.

Tal y como se observa en la tabla, la aplicación de la metodología consigue una reducción del 47,4% en el consumo energético, pasando de un consumo inicial de 96 GWh a un consumo final de 50,5 GWh, siendo el ahorro correspondiente alcanzado en términos económicos de **1.328.573 €** durante el primer año. Considerando que el consumo inicial supone un coste en la factura energética de 10.162.882 € el ahorro conseguido por la metodología es del **13 %**.

Por último, en el **Anexo 5.8** Modelo financiero PV Model, se muestra el modelo económico resultante de invertir en una instalación fotovoltaica de 25 MWp para la simulación 2.1 (sin excedentes), de 50 MWp para la simulación 2.2 conectada a red con balance neto y de 35 MWp para la simulación 2.3.3 conectada a red con opción a venta de energía 4,2 cts/kWh. Es importante destacar que para los modelos económicos se ha utilizado un ratio de inflación del 1,67% pero no se ha utilizado tasa de descuento y por consiguiente los retornos de inversión son algo peores que los obtenidos con la herramienta utilizada en la metodología. La siguiente tabla es un resumen de resultados económicos en donde se puede apreciar el dato de TIR obtenido con y sin apalancamiento para cada una de las simulaciones elegidas.

Resultados de la inversión	SIMULACIÓN 2.1	SIMULACIÓN 2.2	SIMULACIÓN 2.3.3
Potencia instalación FV	25.000	50.000	35.000
Inversión	21.138.845 €	42.277.691 €	29.594.384 €
Retorno inversión (años)	8,16	6,87	8,93
<b>TIR sin apalancamiento</b>	10,14%	12,34%	10,24%
Ahorro a 15 años*amortizada la inversión	13.962.020 €	40.171.818 €	19.951.139 €
Ahorro a 25 años*amortizada la inversión	38.160.813 €	97.700.488 €	54.130.874 €
<b>TIR con apalancamiento 80%</b>	18,75%	15,53%	14,42%
Ahorro a 15 años*amortizada la inversión	12.286.012 €	38.495.810 €	18.275.131 €
Ahorro a 25 años*amortizada la inversión	36.484.805 €	96.024.480 €	52.454.865 €

**Figura nº 5.60:** Tabla comparativa modelos económicos simulaciones 2.1,2.2,2.3.3.

Por último, se ha considerado interesante estudiar el impacto que pudiera tener esta metodología aplicada masivamente por los españoles acogidos a la tarifa eléctrica 6.1. Se trata de ver qué cantidad en kWh de balance energético es capaz de conseguir el método planteado y por consiguiente que ahorro en términos económicos e impacto ambiental supone una aplicación extendida de la metodología en los consumidores objeto de este estudio. Además, se analizarán los resultados obtenidos bajo distintos supuestos de precios del mercado eléctrico y del mercado de CO<sub>2</sub>.

Para desarrollar el estudio se han considerado los datos publicados por la CNMC referentes al trimestre T2 del año 2015 en el que se incluye a todas las comercializadoras y distribuidoras de todas las comunidades autónomas.

Tarifa de acceso	Valores Suministros	Energía (KWh)
2.0 DHS	40	177.727
2.0A	25.768.701	64.633.824.925
2.0NA-DHA	1.085.812	7.373.285.919
2.1 <sup>a</sup>	722.453	6.776.251.253
2.1DHA	187.493	3.331.561.158
2.1DHS	11	26.098
3.0A	776.092	36.798.509.059

3.1A	86.741	16.350.632.292
6.X	22.000	106.277.580.072
Total general	28.649.343	241.541.848.503

**Figura nº 5.61:** Tabla distribución de clientes y energía (kWh) según la tarifa de acceso. (Fuente CNMC).

Uno de los puntos más críticos del estudio, supone la correcta selección de los consumidores que puedan participar en él. En efecto, los candidatos a esta metodología pertenecen a la tarifa de acceso 6.1 que está destinada a empresas medianas y grandes que operan en media y alta tensión. La siguiente tabla es un estudio básico de extensión de los resultados de la metodología si fuese aplicada a un porcentaje dado de consumidores acogidos a la tarifa 6.1 en España. En el estudio básico se ha considerado el dato de la CNMC de consumo energético en el 2015 para los usuarios acogidos a la tarifa 6.1. Además, se han tenido en cuenta los resultados de la simulación 2.3.3 de la metodología, que considera una instalación fotovoltaica de 35 MWp conectada a red con opción a venta de energía a precio 4,2 cent/kWh.

Energía en kWh (CNMC - España Tarifa 6.1)  
Tarifa 6.1 Año 2015 Trimestre 2  
106.277.580.072

Estudio extensivo al X% usuarios tarifa 6.1						
	Consumo Inicial (kWh)	Balance conseguido (kWh)	Ahorro económico anual (€)	Balance anual Tn CO <sub>2</sub>	Balance económico (€) Tn CO <sub>2</sub> ahorradas	Ahorro total (€)
FASE I	96.000.000	11.438.137	435.442 €	1.776	12.929 €	
FASE II	84.561.863	33.993.280	736.802 €	19.698	143.399 €	
		45.431.417	1.172.244 €	21.474	156.328 €	
H1: Penetración 0,1% usuarios Tarifa 6.1	425.110.320	201.180.877	5.190.969 €	95.092	692.269 €	5.883.238 €
H2: Penetración 1% usuarios Tarifa 6.1	4.251.103.203	2.011.808.774	51.909.690 €	950.919	6.922.688 €	58.832.378 €
H3: Penetración 10% usuarios Tarifa 6.1	42.511.032.029	20.118.087.742	519.096.898 €	9.509.186	69.226.878 €	588.323.776 €

**Figura nº 5.62:** Resultados de la aplicación de la metodología sobre un % determinado de consumidores en España acogidos a la tarifa 6.1.

De los resultados de la tabla concluimos lo siguiente:

- ✓ Solo con que el **10%** de la población en España acogida a la tarifa 6.1 aplicase la metodología descrita en el presente trabajo, el ahorro potencial que se conseguiría sería casi de 600 M€, cifra nada desdeñable si se tiene en cuenta que las partidas presupuestarias en España para educación o sanidad ascienden respectivamente a 2.600 M€ y 75.000 M€. Es decir que el ahorro conseguido alcanzaría aproximadamente el **22%** del gasto acontecido en educación.
- ✓ El resultado económico conseguido por la no emisión de CO<sub>2</sub>, casi 70 M€, aunque no es tan representativo en términos globales como los conseguidos por los balances energéticos (519 M€), si conviene recordar que contribuye con los objetivos de reducción de emisiones marcados por la Unión Europea y puede dar lugar a objetivos recaudatorios fruto de una fiscalidad medioambiental que haga pagar a quien emita CO<sub>2</sub> por encima de sus valores umbrales o prime a aquellas organizaciones que más contribuyan a su reducción.

## **CAPÍTULO 6. Conclusiones, Aportaciones y Futuros trabajos de Investigación**

“Sólo hay algo peor que formar a tus empleados y que se vayan. No formarlos y que se queden.”

**Henry Ford**

(Empresario estadounidense 1863- 1947)



### **Resumen Índice Capítulo 6**

CAPÍTULO 6. Conclusiones, Aportaciones y Futuros trabajos de Investigación .....	158
6.1 Conclusiones .....	158
6.2 Aportaciones de la metodología .....	159
6.3 Futuros trabajos de Investigación .....	162
6.4 Retos .....	163

## **CAPÍTULO 6. Conclusiones, Aportaciones y Futuros trabajos de Investigación**

### 6.1 Conclusiones

Los motivos principales que han motivado esta tesis son principalmente dos, un consumidor que no ha sido suficientemente considerado por los agentes del sistema eléctrico y los procesos distribuidos en el ámbito del consumidor, que no se han tratado de manera conjunta ni adecuada. Esta tesis responde a un cambio de paradigma en relación a los recursos distribuidos que ahora gracias a la metodología aquí planteada se aprovechan mejor.

A lo largo de este trabajo de tesis se han repasado en primer lugar, los mecanismos ya existentes en materia de generación distribuida y gestión de la demanda. En efecto el **capítulo 2 de estado del arte parte 1**, Generación Distribuida y Gestión de la Demanda, explica con detalle cómo y cuando surgen estos conceptos, como funcionan, que coste conlleva su aplicación, que empresas pueden acceder a ellas y que evolución se prevé que tengan en España.

Posteriormente el **capítulo 3 de estado del arte parte 2**, Sistema Eléctrico Español, se ha centrado en detallar las funciones básicas del Operador de Mercado con sus correspondientes mercados organizados y no organizados, así como las funciones del Operador de Sistemas. También, se ha podido vislumbrar el creciente interés por parte de los países desarrollados en la reducción de emisiones contaminantes y por consiguiente en un mayor desarrollo e implantación de las energías renovables.

Fruto de estos dos primeros capítulos las principales conclusiones son las siguientes:

- Falta de mecanismos para que los consumidores finales de energía puedan tener en cuenta la información relativa a las posibilidades que tienen de gestionar sus propias capacidades de respuesta a la demanda y otros recursos energéticos. Los consumidores podrían obtener una amplia gama de beneficios si decidiesen utilizar la flexibilidad que tienen.
- Una de las diferencias más significativas de los programas interrumpibles existentes en Europa es que fundamentalmente, las emergencias activan dichos programas. Es decir, no está totalmente generalizada en los mercados europeos la figura del agregador de demanda más comúnmente utilizada en los programas de Estados Unidos. La presencia de agregadores permitiría a los clientes medianos ofrecer servicios de respuesta a la demanda que actualmente no están disponibles para ellos. En el caso de España, solo los grandes clientes pueden participar en los programas de interrumpibilidad.

Resumiendo, una de las principales conclusiones que se puede obtener de esta primera parte de la tesis, es que los consumidores no han sido adecuadamente considerados en la fase de diseño de los programas de respuesta a la demanda existentes, y esto ha resultado en una utilización poco óptima de los recursos de la demanda. La metodología que se propone en esta tesis incorpora en sus primeros estadios la implementación de programas que infieren optimización y flexibilidad de cargas en los procesos productivos como medio de optimización de consumos energéticos.

En segundo lugar, la economía sigue en proceso de crecimiento, lo que conlleva el correspondiente aumento de la demanda de energía eléctrica y de la capacidad de producción. La generación distribuida resulta en ese ámbito, clave para ganar competitividad en las empresas a la vez que combate el cambio climático. Sin

embargo, está claro que no está exenta de impactos en la red eléctrica que resultan en muchos casos difíciles de cuantificar, lo que supone un riesgo mayor para el sistema eléctrico. En efecto, la creciente participación de las energías con carácter renovable cuyo recurso es no gestionable, supone en el medio plazo un mayor uso de las energías de balance y de la regulación terciaria, para garantizar la cobertura de la demanda. Esto conllevará inevitablemente a una mayor programación de las restricciones técnicas para poder disponer de suficientes márgenes de potencia a subir y a bajar en el sistema eléctrico, con el que hacer frente a los posibles desvíos respecto al programa.

Ante esta situación, el **capítulo 4 Propuesta de metodología**, presenta una metodología ajustada a los consumidores pues pone a su disposición las nuevas formas de gestionar la compra y venta de energía, así como la posibilidad de flexibilizar su consumo y de interactuar con los servicios de operación del sistema eléctrico. En definitiva, la metodología propuesta ayuda al "consumidor pasivo" a convertirse en un "consumidor activo" que puede ser agente productor y consumidor de energía al mismo tiempo, utilizando para ello herramientas que se han actualizado y adaptado a la problemática actual.

En el **capítulo 5 Caso de aplicación**, se pone en práctica la nueva metodología en el sector servicios. Para ello se han utilizado datos de consumo reales obtenidos de los dos centros universitarios de referencia de la Comunidad Valenciana. Aunque la metodología se ha aplicado en el sector servicios, se puede implantar indistintamente en el sector comercial o industrial. Las contribuciones y aportaciones obtenidas fruto de las combinaciones de los dos simuladores de cálculo empleados en materia de generación distribuida y gestión de la demanda se resumen en el siguiente apartado.

## 6.2 Aportaciones de la metodología

### 6.2.1 Aportaciones directas

Las dos principales aportaciones de este trabajo se resumen a continuación:

#### **A) Sinergias en el uso combinado de dos herramientas:**

La nueva metodología permite, a través de la realización secuencial de unos procesos, el uso combinado de dos herramientas de cálculo que optimizan por un lado la gestión eficiente de las cargas dentro de un proceso productivo y por el otro lado el uso programado de la generación distribuida.

En efecto, la Fase I de la metodología describe la secuencia ordenada de pasos que debe de seguir un consumidor para gestionar las diferentes opciones de cambio de patrón de consumo existentes según las diferentes cargas y dispositivos pre-existentes en su organización y con la finalidad de balancear o contrarrestar la generación intermitente con la ayuda de una herramienta de cálculo diseñada a tal fin.

La Fase II busca minimizar el coste actual neto total del sistema durante su vida útil (NPC) y propone el tamaño en MWp de instalación fotovoltaica que mejor optimice dicho parámetro. El programa prioriza la carga que está cubierta por los recursos fotovoltaicos debido a que la inyección de energía a la red es menos competitiva (es decir que cada kWh consumido es más rentable que cada kWh vendido en el mercado). Por esta razón, es interesante para el cliente modificar el tiempo de uso de algunas cargas, lo que nos lleva de nuevo a la Fase I.

Esta integración o combinación de herramientas podría resultar de gran utilidad a las autoridades regulatorias interesadas en dotar al consumidor de mecanismos de ayuda que les faciliten su incorporación a los programas de respuesta a la demanda, los programas de eficiencia energética o su participación en generación renovable. En definitiva, en que tengan un rol más activo y se conviertan en agentes dinámicos o pro-sumers, es decir en consumidores y productores de energía al mismo tiempo y que a su vez sean capaces con o sin la ayuda de un agregador de energía de aplicar por si mismos estrategias de respuesta a la demanda.

## **B) La Contribución a la herramienta DRIP:**

La metodología genera un nuevo procedimiento al incorporar a la herramienta DRIP la evaluación del impacto de la generación fotovoltaica que pueda tener instalada el consumidor en un momento determinado, a la vez que permitiría, mediante una sencilla interacción, optimizar el efecto combinado de una gestión activa de la generación y consumo de energía y convertir a un gran número de consumidores de energía en consumidores realmente activos con un beneficio económico muy importante en su factura energética y con la correspondiente mejora en la competitividad.

El programa DRIP simula el impacto de realizar acciones de flexibilidad. Si se incorpora la generación fotovoltaica disponible, se estaría añadiendo una restricción a la optimización que realiza la herramienta, ya que al incorporar fotovoltaica se reduce la demanda neta de la red. Por lo tanto, el consumidor podría reducir, como máximo, la demanda que tiene de la red, no su demanda total (que incluiría inyección de fotovoltaica). Esto quiere decir que, para cada hora habría que verificar que la potencia reducible de la herramienta DRIP es menor o igual a la demanda neta de la red del consumidor (es decir, la diferencia entre la demanda de la instalación y la producción fotovoltaica). De esta forma, quedarían incorporadas las dos cosas.

### 6.2.2 Aportaciones indirectas

La nueva metodología tiene además aportaciones importantes en otras áreas de actividad relacionadas con el sector energético, contribuyendo indirectamente a las políticas medioambientales, a la transición energética, a los procesos de digitalización, a los cambios en el sistema eléctrico o a los mecanismos cambiantes del precio de la electricidad.

#### 6.2.2.1 Contribuciones a las políticas medioambientales de la Comisión

Ha quedado demostrado como la metodología propuesta tanto en su primera fase de aplicación de Gestión de la Demanda como en su segunda fase de Generación distribuida está en plena consonancia con las políticas propuestas en materia medioambiental por la Comisión Europea cuyos objetivos fundamentales son, priorizar la eficiencia energética, liderar la transición de los mercados mundiales de energías renovables y ofrecer un trato justo a los consumidores, siendo los ratios marcados alcanzar un 27 por 100 de renovables, reducir un 40 por 100 las emisiones de CO<sub>2</sub> y aumentar un 30 por 100 la eficiencia energética en 2030. En definitiva, tanto los objetivos de la comisión europea en materia medioambiental como los que persigue la metodología pretenden convertir a los consumidores en el centro de la política energética, con capacidad para responder a las señales de los precios, y de otorgarles la posibilidad de generar, almacenar y vender su propia electricidad, sin restricciones indebidas.



#### 6.2.2.2 Contribución a la transición energética

La transición hacia una energía más limpia debe ser justa y tener en cuenta su impacto transformador para las partes interesadas, incluidos la industria y los trabajadores. La Comisión Europea trabaja para conseguir una transición estructural en las regiones con una utilización intensiva del carbón y elevadas emisiones. La metodología consigue ahorros energéticos y reducir emisiones de carbono gracias a una mayor contribución renovable y al fomento de un cambio de hábitos en materia de consumo energético.

#### 6.2.2.3 Contribución al proceso de digitalización

El proceso de digitalización resulta en el caso del sector eléctrico esencial para lograr alcanzar un sistema energético sostenible. La digitalización del sector eléctrico permite establecer y gestionar de manera más adecuada la generación renovable, introducir medidas de eficiencia energética, incorporar tecnologías innovadoras y, sobre todo, gestionar el consumo. La digitalización resulta esencial para extraer todo su potencial a las redes inteligentes (smart grids) que permiten gestionar de manera bidireccional el sistema eléctrico gracias a que los flujos de energía se acompañan de flujos de información. Se conoce mejor el comportamiento del consumo, lo que permite gestionar el sistema de manera más eficiente y sostenible, así como reducir las incidencias en la red. La metodología aquí presentada contribuye a la integración y coordinación de todos los procesos relacionados con el consumo energético, poniendo a disposición del consumidor sistemas de predicción, control, gestión y optimización de su perfil de consumo.

#### 6.2.2.4 Contribuciones a los cambios en el sistema eléctrico

España necesita un mix de generación equilibrado, que posibilite disponer de precios finales competitivos y con presencia de todas las tecnologías. A este respecto, el aumento del consumo de electricidad por el proceso de electrificación de la economía, así como la reducción futura en la capacidad del parque térmico y la capacidad hidráulica al máximo de su utilización, requerirá invertir en nueva generación de respaldo, que aporte potencia firme al sistema y garantía de suministro. En todo caso, la sustitución de unas tecnologías por otras deberá hacerse teniendo en cuenta el impacto social, económico y ambiental que las mismas producen, siendo socialmente responsables, evitando la desertización territorial y contribuyendo a crear empleo de calidad y todo ello al menor coste posible.

Este proceso de liberalización ha supuesto una reorganización muy importante en el sector eléctrico español, destacando los siguientes aspectos, también reflejados en la metodología.

- ✓ Incremento significativo del número de agentes involucrados en las actividades relacionadas con la producción y la comercialización de electricidad.
- ✓ Entrada de nuevos agentes en la generación debido a los avances técnicos y a las políticas de incentivos a las renovables.
- ✓ Creación de nuevas instalaciones eléctricas con un claro cambio en el mix debido a un notable incremento del peso de las energías renovables, lo que ha contribuido a la sostenibilidad medioambiental y a reducir la dependencia exterior.

#### 6.2.2.5 Contribuciones a los cambios en el precio de la electricidad

La trayectoria ascendente de los precios de la electricidad en los últimos años resulta paradójica dado el contexto de debilidad de la demanda durante la crisis económica

vivida mundialmente, trayectoria que, además, parece mantenerse, igualmente, en el periodo de recuperación. Esta evolución pone de manifiesto las disfunciones que presenta el sistema en cuanto a la determinación del precio y la necesidad de llevar a cabo una revisión de los múltiples mecanismos y factores que lo conforman.

Respecto al coste de la energía, parece necesario reducir su volatilidad. España, como la mayor parte de los mercados europeos, ha optado por una determinación marginalista del precio en los mercados mayoristas, aunque su funcionamiento debe mejorarse a través de la integración y el desarrollo de un mercado único europeo, en el cual juegan un papel relevante las interconexiones.

Respecto a las tarifas de acceso, parece claro que el incremento de los costes ajenos al suministro, explica una parte importante de la trayectoria ascendente de los precios en España. Estos costes también explican que los precios finales eléctricos en España sean de los más elevados de Europa, con los consiguientes efectos negativos sobre la competitividad de la economía y sobre el gasto del consumidor doméstico.

En cuanto al tratamiento fiscal de la actividad eléctrica, se han analizado los impactos que sobre el precio de la electricidad tienen tanto los impuestos a la generación como la imposición indirecta al consumidor, concretamente el impuesto especial sobre la electricidad y el IVA. Existe así, un amplio margen para mejorar la tributación energética, siendo la internalización de los costes medioambientales el camino a seguir a la hora de fijar el tratamiento fiscal en España de la electricidad.

La electricidad constituye, uno de los principales factores de producción, por lo que la evolución de su precio impacta directamente en sus estructuras de costes, en sus resultados económico-financieros y en su capacidad competitiva. Por este motivo, se deberían propiciar los contratos de largo plazo para los grandes consumidores de electricidad, en aras de mejorar la competitividad del tejido empresarial y evitar que el coste de la electricidad pueda provocar traslados de la producción o de las inversiones. Con la aplicación de la metodología no solo se consigue reducir el gasto eléctrico, económico y ambiental del consumidor, sino que se contribuye positivamente a los siguientes objetivos globales:

- 1) Disminución del precio de casación en la subasta eléctrica debido fundamentalmente a dos aspectos:
  - Menor demanda propiciada por el autoconsumo energético
  - Mayor penetración de energías renovables en el mix de generación.
- 2) Disminución de los picos de consumo gracias a las aplicaciones de programas de gestión de la demanda, lo que conlleva a una disminución de los costes eléctricos elevados.
- 3) Reducción de emisiones contaminantes (generación renovable).
- 4) La generación distribuida genera más empleo y más económico para mayor beneficio de la competitividad del país.

## 6.3 Futuros trabajos de Investigación

### 6.3.1 Revisión de la metodología tarifaria

En términos generales una factura eléctrica está dividida siempre en dos partes relevantes, una fija en función de la potencia que cada consumidor tenga contratada y otra variable que dependerá del consumo. Generalmente, cuando un cliente o consumidor busca reducir lo que paga en su factura eléctrica, suele atacar esta segunda parte mediante los consabidos mecanismos de eficiencia energética, cambio de maquinaria, o los más aventajados modificando sus hábitos de consumo, soliendo

ser menos común su cambio de potencia contratada. Actualmente España es una excepción a nivel internacional, ya que el peso de la parte fija es un 40% mientras que la media de los países europeos está en torno al 20%. Surge así la necesidad de revisar la metodología tarifaria pues esta debería considerar los elementos de política energética necesarios para la transición, de forma que la tarifa resultante no sea una barrera a su implantación. En efecto, repercutir los costes del sistema en el término de potencia supone un freno a las políticas más innovadoras, como son el fomento del autoconsumo o de la eficiencia energética. Sin embargo, en España, el reparto entre los términos fijo y variable de la estructura tarifaria actual es consecuencia de sucesivas subidas del término de potencia que se produjeron entre los años 2012 y 2015 y que han producido una tarifa que envía una señal incorrecta al consumidor pues estas subidas obedecían a un objetivo recaudatorio, que trataba de aumentar los ingresos del sistema para disminuir el déficit de tarifa. Actualmente, el marco regulatorio en el que se encuentra España es muy diferente y no justifica un aumento adicional del término de potencia de la factura eléctrica por lo que deben de encontrarse otras vías de financiación que hagan viable tanto la reducción del déficit de tarifa como la transición ecológica. También se impone necesaria una revisión de la fiscalidad cuyo objetivo pase por internalizar los costes ambientales de cada producto energético y armonización de los impuestos aplicables.

### 6.3.2 Futuro de la tecnología fotovoltaica

Existe todavía un camino importante por recorrer en materia de innovación para la tecnología fotovoltaica y aún hay margen para la reducción de sus costes productivos. El futuro de la tecnología fotovoltaica pasa ahora por la mejora en las prestaciones de integración en la red de distribución, tanto en los modelos de simulación para validar el comportamiento de las plantas, como en el acoplamiento de sistemas de almacenamiento de energía que permitan mejorar la gestión de las instalaciones fotovoltaicas.

## 6.4 Retos

A pesar de las acciones emprendidas (RD 244/19), España sigue atascada en el diseño de su transición energética y requiere un cambio de política que incorpore apuestas más ambiciosas en terreno renovable y con una mayor participación de sus ciudadanos de los que se espera un rol más activo en el sector. Conseguir este reto no solo mejora como se ha visto a lo largo de este trabajo la competitividad del tejido empresarial español, sino que nos lleva a cumplir con los objetivos medioambientales comprometidos con la Unión Europea. Por lo tanto, España requiere de un compromiso definitivo con las tecnologías renovables en aras de una mayor competitividad del tejido empresarial y de reducción de emisiones de gases contaminantes, pero también devolverle al consumidor su rol activo en el sector energético. Para ello, el país debe mejorar las interconexiones con Europa, y darles margen a los consumidores para que sean partícipes de la generación. En efecto la disrupción tecnológica apunta no hacia los grupos empresariales y lobistas que dominan el sector, sino que tienen la mirada puesta en el consumidor a través de la generación distribuida. Es por lo tanto necesario que la regulación en materia de autoconsumo siga siendo objeto de revisión, y que los mecanismos para materializar la compensación por la energía autoproducida y no consumida que se vierte a red sean definidos. En definitiva, el sector necesita certidumbre y seguridad jurídica, es decir estabilidad. Es un hecho que las condiciones climatológicas de España son excepcionales para las renovables y que los fondos de inversión internacionales han considerado en reiteradas ocasiones su interés por invertir en España en proyectos verdes. Sin embargo, son precisamente los constantes cambios normativos y recortes a la retribución de los últimos años los que han desincentivado la puesta en marcha y ejecución de dichos proyectos.

## **ANEXOS**

## Anexo 4.1: Glosario de términos económicos

<b>CAPEX</b>
CAPital EXpenditures ( <b>CAPEX</b> , <b>capex</b> o inversiones en bienes de capitales) son inversiones de capital que crean beneficios. Un <b>CAPEX</b> se ejecuta cuando un negocio invierte en la compra de un activo fijo o para añadir valor a un activo existente con una vida útil que se extiende más allá del año imponible.
<b>EBIT</b>
El beneficio antes de intereses e impuestos, BAI, (en inglés: Earnings Before Interest and Taxes, acrónimo <b>EBIT</b> ) es un indicador del resultado de explotación de una empresa sin tener en cuenta los intereses y costes financieros, que dependen de la forma en que está financiada la empresa y los tipos de interés y sin tener en cuenta el impuesto sobre sociedades que puede variar entre distintos países.
<b>EBITDA</b>
El <b>EBITDA</b> acrónimo del inglés Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization (beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones), es decir, el beneficio bruto de explotación calculado antes de la deducibilidad de los gastos financieros.
<b>EQUITY</b>
El capital inversión, en idioma inglés Private <b>equity</b> , es un tipo de actividad financiera que consiste en la adquisición, por parte de una entidad especializada en capital inversión, del paquete mayoritario de acciones de una sociedad.
<b>OPEX</b>
Un OPEX, del inglés "Operating expense", es un coste permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Puede traducirse como gasto de funcionamiento, gastos operativos, o gastos operacionales. Su contraparte, el gasto de capital (Capex), es el coste de desarrollo o el suministro de componentes no consumibles para el producto o sistema.
<b>RATIO DE COBERTURA DE LA DEUDA</b>
Contablemente son las partidas de gastos financieros (cuenta de resultados) y <b>deuda</b> a corto plazo (balance). El <b>ratio de cobertura</b> del servicio de la <b>deuda</b> (RCSD) compara el flujo de caja disponible en un período, con el servicio de la <b>deuda</b> (devolución del principal más pago de los intereses)
<b>RATIO DE INTERÉS (swap)</b>
Un swap de tipos de interés es un contrato mediante el que dos partes (su empresa y el Banco) se intercambian unos flujos variables por otros fijos. Le será útil si su empresa tiene: "Una financiación (préstamo, hipoteca, leasing, facilidad de crédito, etc.)" o Una inversión vinculada a tipos de interés".
<b>SERVICIO DEUDA (Debt Service)</b>
Es el monto o cantidad a pagar en el país o fuera de él en moneda nacional o extranjera por concepto de capital, intereses, comisiones y otros gastos derivados de la contratación y utilización de créditos a cargo del Sector Público Federal.
<b>Tasa interna de retorno (TIR) - Internal rate of return (IRR)</b>
La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el Valor Actualizado Neto (VAN). También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado.
<b>VAN o NPV</b>
El valor actual neto, VAN (en inglés, NPV), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Dicha tasa de actualización (k) o de descuento (d) es el resultado del producto entre el coste medio ponderado de capital (CMPC) y la tasa de inflación del periodo. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

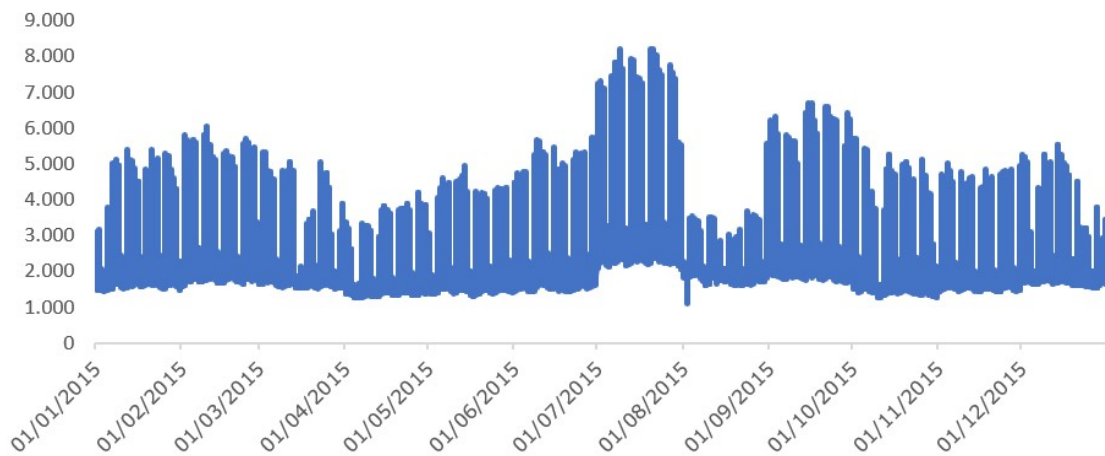
### Anexo 5.1: Consumos en KWh UPV y UV del año 2015

La siguiente tabla presenta la suma de los consumos cuarto-horarios en KWh obtenidos durante el año en estudio 2015 para los dos centros universitarios (UPV y UV). Los datos han sido facilitados por el departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad Politécnica de Valencia y el "Servei Tècnic i de Manteniment" de la Universitat de València. El consumo total de ambos centros universitarios asciende a 96 GWh (96.302.152 KWh), obteniendo el día 02 de agosto a las 09:30 am un consumo mínimo de 1.121 KWh y el día 09 de julio a las 13:15 un consumo máximo de 8.210 KWh. La tabla de datos obtenida se muestra de la siguiente manera:

Día Laborable/Día no Laborable	Estación del Año	Día	Hora	ENERGÍA ACTIVA TOTAL
NO LABORABLE	INVIERNO	01/01/2015	0:15	1.575
NO LABORABLE	INVIERNO	01/01/2015	0:30	1.539
NO LABORABLE	INVIERNO	01/01/2015	0:45	1.531
NO LABORABLE	INVIERNO	01/01/2015	1:00	1.558
NO LABORABLE	INVIERNO	01/01/2015	1:15	1.546
NO LABORABLE	INVIERNO	01/01/2015	1:30	1.534
NO LABORABLE	INVIERNO	01/01/2015	1:45	1.534
NO LABORABLE	INVIERNO	01/01/2015	2:00	1.568
NO LABORABLE	INVIERNO	01/01/2015	2:15	1.536
NO LABORABLE	INVIERNO	01/01/2015	2:30	1.513
NO LABORABLE	INVIERNO	01/01/2015	2:45	1.522
NO LABORABLE	INVIERNO	01/01/2015	3:00	1.502
NO LABORABLE	INVIERNO	01/01/2015	3:15	1.500
NO LABORABLE	INVIERNO	01/01/2015	3:30	1.508
NO LABORABLE	INVIERNO	01/01/2015	3:45	1.522
NO LABORABLE	INVIERNO	31/12/2015	22:00	2.080
NO LABORABLE	INVIERNO	31/12/2015	22:15	2.054
NO LABORABLE	INVIERNO	31/12/2015	22:30	1.952
NO LABORABLE	INVIERNO	31/12/2015	22:45	1.892
NO LABORABLE	INVIERNO	31/12/2015	23:00	1.845
NO LABORABLE	INVIERNO	31/12/2015	23:15	1.840
NO LABORABLE	INVIERNO	31/12/2015	23:30	1.804
NO LABORABLE	INVIERNO	31/12/2015	23:45	1.799
NO LABORABLE	INVIERNO	31/12/2015	0:00	1.771

**Figura A5.1.1:** Consumos cuarto-horarios en KWh (UPV, UV) para el año 2015.

**Año 2015 Consumos diarios totales en KWh (UPV & UV)**



**Figura A5.1.2:** Curva de consumos totales diarios en KWh (UPV, UV) para el año 2015.

La siguiente tabla muestra los mismos resultados en KWh, pero ordenados por hora y día del año. Quedan resaltados en **negrita y cursiva** por su comportamiento tarifario distinto los festivos y fines de semana.

Día fecha		0	1	2	3	4	5	19	20	21	22	23	
F	<b>J 01</b> 01/01/2015	6.257	6.172	6.139	6.031	5.999	6.113	9.962	9.066	7.945	7.077	6.410	
V	02 02/01/2015	6.318	6.303	6.212	6.159	6.092	6.076	9.876	9.184	8.121	7.207	6.560	
S	<b>S 03</b> 03/01/2015	6.196	6.112	6.030	6.022	5.957	6.039	6.935	6.897	6.793	6.527	6.139	
D	D 04 04/01/2015	5.992	5.995	5.900	5.937	5.906	5.928	6.660	6.591	6.589	6.483	6.242	
L	05 05/01/2015	6.214	6.078	6.023	6.121	5.995	6.084	11.985	11.016	9.243	7.614	6.740	
F	<b>M 06</b> 06/01/2015	6.378	6.279	6.232	6.264	6.157	6.161	12.124	11.123	9.276	7.659	6.741	
X	07 07/01/2015	6.542	6.327	6.318	6.262	6.160	6.227	14.533	12.563	9.927	8.539	7.363	
J	08 08/01/2015	6.868	6.694	6.679	6.700	6.665	6.633	15.166	13.189	10.320	8.671	7.448	
V	09 09/01/2015	6.835	6.774	6.686	6.682	6.607	6.702	14.058	12.482	9.681	8.233	7.120	
S	<b>S 10</b> 10/01/2015	6.597	6.503	6.438	6.374	6.298	6.303	7.825	7.674	7.362	7.059	6.667	
D	D 11 11/01/2015	6.540	6.395	6.306	6.222	6.167	6.236	7.358	7.250	7.134	7.036	6.645	
L	12 12/01/2015	6.652	6.452	6.306	6.363	6.255	6.344	16.496	13.533	9.977	8.506	7.372	
M	13 13/01/2015	6.899	6.711	6.638	6.645	6.480	6.599	15.259	13.151	10.343	8.760	7.389	
F	<b>V 25</b> 25/12/2015	6.468	6.429	6.440	6.434	6.412	6.415	9.536	8.981	7.982	7.127	6.495	
S	S 26 26/12/2015	6.248	6.215	6.200	6.200	6.209	6.229	7.634	7.364	7.012	6.726	6.399	
D	D 27 27/12/2015	6.243	6.222	6.235	6.232	6.225	6.275	7.404	7.197	6.946	6.733	6.485	
L	28 28/12/2015	6.397	6.281	6.268	6.293	6.238	6.453	11.036	10.189	8.716	7.627	6.845	
M	29 29/12/2015	6.577	6.569	6.526	6.490	6.485	6.567	8.698	8.211	7.620	7.140	6.685	
X	30 30/12/2015	6.925	6.892	6.864	6.792	6.822	6.901	9.103	8.621	7.858	7.355	6.938	
J	31 31/12/2015	6.810	6.692	6.616	6.638	6.694	6.748	10.905	9.957	8.786	7.978	7.288	
Suma		2.583.324	2.504.137	2.471.936	2.454.272	2.435.089	2.446.816	4.696.915	4.211.104	3.543.868	3.101.113	2.779.539	96.302.152

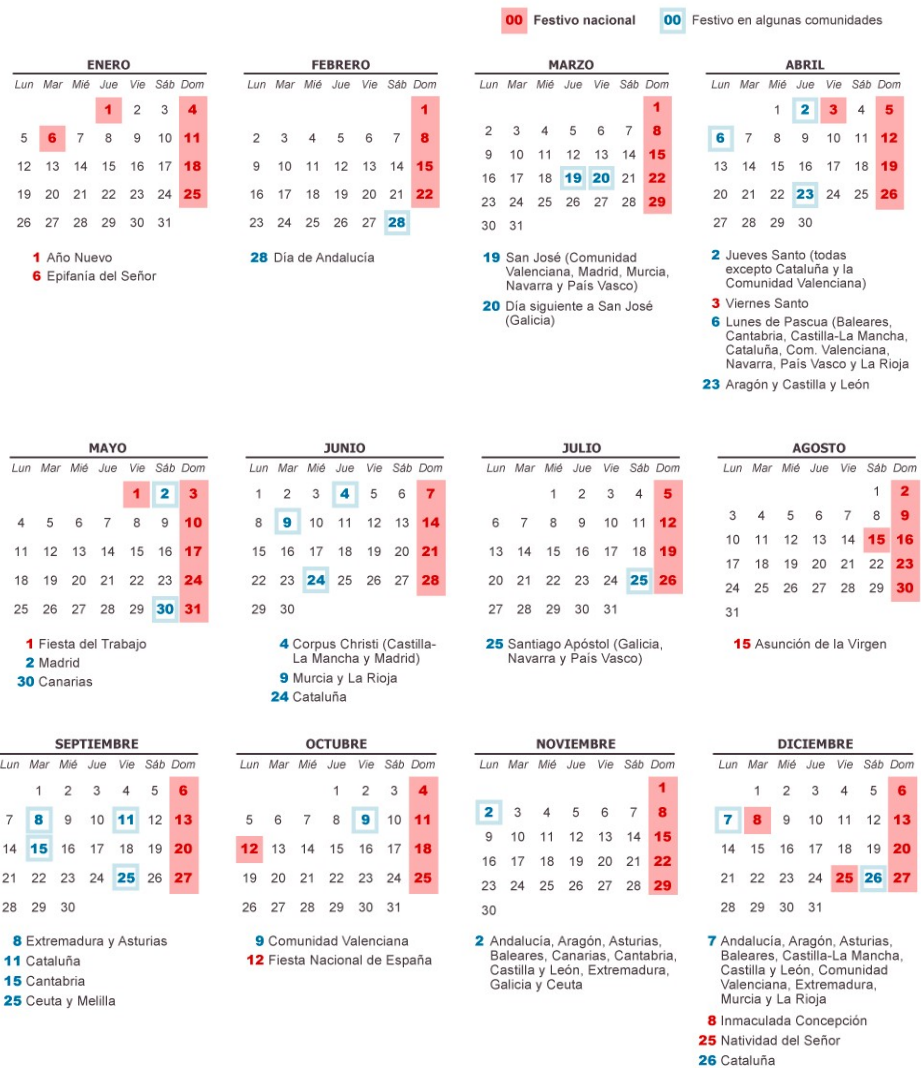
**Figura A5.1.3:** Consumos por hora y día en KWh (UPV, UV) durante el año 2015.

La siguiente tabla establece las desviaciones típicas de los consumos medios totales mensuales obtenidos en kWh durante el 2015 en ambos centros universitarios y para cada hora del día.

HRS	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
0	69,99	233,86	61,14	66,84	75,31	64,23	88,24	103,48	83,01	94,71	57,39	64,56	248,65
1	59,02	231,40	55,62	90,12	57,62	59,02	73,36	100,67	70,78	84,85	47,45	57,83	241,15
2	60,36	230,06	56,77	47,02	51,41	62,74	109,35	96,70	69,67	77,46	45,86	56,69	235,20
3	59,35	228,80	133,80	44,49	51,67	56,28	72,09	95,68	63,62	74,31	41,52	55,29	234,54
4	56,63	227,89	88,42	46,00	50,99	56,41	68,21	95,68	63,68	76,50	40,56	53,72	228,99
5	63,04	231,88	59,26	48,69	49,84	58,14	161,86	93,19	68,62	78,44	41,34	60,92	229,95
6	150,90	308,91	159,07	58,96	61,29	74,42	202,26	103,94	117,51	90,16	120,28	132,44	266,92
7	429,23	586,50	439,23	164,48	180,71	183,18	382,79	160,13	279,81	289,25	374,89	364,26	457,14
8	796,13	1.057,86	847,47	361,96	410,39	500,90	883,34	314,45	673,00	598,83	726,32	812,10	854,13
9	1.081,36	1.249,96	1.036,98	557,51	651,03	814,36	1.327,43	519,92	1.057,27	882,57	958,75	998,91	1.149,27
10	1.185,62	1.368,12	1.147,94	707,13	800,47	987,42	1.546,44	621,94	1.221,80	1.026,64	1.056,69	1.108,29	1.298,94
11	1.225,13	1.364,12	1.197,98	840,09	926,11	1.106,72	1.731,42	651,96	1.381,07	1.108,83	1.095,23	1.122,47	1.405,82
12	1.238,34	1.343,45	1.165,11	826,36	1.005,14	1.171,18	1.813,20	683,19	1.461,38	1.168,85	1.137,77	1.094,34	1.449,67
13	1.144,59	1.276,12	1.130,99	835,96	1.031,49	1.186,09	1.823,12	695,22	1.474,37	1.223,45	1.114,38	1.052,42	1.449,04
14	1.058,56	1.179,29	1.063,08	795,92	994,27	1.176,31	1.768,50	650,92	1.460,91	1.230,97	1.072,28	970,61	1.410,21
15	964,63	1.075,39	962,35	785,76	957,60	1.136,29	1.660,20	631,65	1.439,15	1.184,62	993,96	882,29	1.338,54
16	935,67	1.078,07	960,20	731,09	918,61	1.082,55	1.545,46	522,63	1.393,29	1.153,58	1.000,43	886,16	1.272,33
17	899,78	1.076,53	957,77	744,36	917,93	1.052,13	1.482,10	473,16	1.388,17	1.203,40	986,60	884,86	1.250,31
18	833,65	1.077,70	891,41	715,57	855,67	1.000,55	1.409,79	454,68	1.333,97	1.127,56	945,78	845,88	1.190,25
19	720,70	957,03	796,94	617,32	741,21	849,45	1.244,04	410,24	1.176,26	998,21	817,64	724,77	1.049,39
20	549,92	788,09	612,47	478,69	586,89	683,14	995,91	319,15	935,45	814,20	627,31	566,74	852,64
21	315,01	509,13	327,97	360,85	416,76	473,38	664,86	247,03	613,53	576,16	337,85	317,43	579,09
22	196,66	346,51	219,65	225,68	241,11	225,77	307,94	161,21	326,11	342,48	216,29	201,18	368,79
23	98,87	256,55	172,59	130,10	145,28	116,25	153,69	125,56	162,01	185,09	94,34	96,10	284,70

**Figura A5.1.4:** Desviaciones típicas de los consumos medios totales mensuales en kWh durante el año 2015 por hora y día.

Para la asignación de festivos se ha utilizado el calendario oficial de la Comunidad Valenciana del año 2015 mostrado a continuación.



**Figura A5.1.5:** Calendario oficial año 2015 Comunidad Valenciana.



Finalmente, la siguiente tabla unifica los datos de consumo por hora y por mes en KWh. Además, a cada uno de los datos obtenidos se les asigna según su mes y hora, uno de los 6 periodos tarifarios correspondientes de acuerdo a la tarifa **6.1 A** (1 kV a 30 kV). Cada periodo irá identificado con un color distinto para una mejor identificación visual.

Verde oscuro	P6
Gris	P5
Rosa	P4
Verde Claro	P3
Azul	P2
Naranja	P1

HRS	Enero	S,D,F	Febrero	S,D,F	Marzo	S,D,F	S,D,F	Diciembre	S,D,F	Total
0	135.557	70.272	152.990	60.383	149.393	58.349	54.376	144.772	66.375	2.583.324
1	132.587	69.377	149.576	61.324	146.709	57.662	53.904	143.248	65.952	2.504.137
2	131.551	68.797	148.620	61.081	145.512	51.026	53.617	142.778	65.769	2.471.936
3	131.378	68.536	148.381	60.940	144.664	57.147	53.319	142.163	65.653	2.454.272
4	129.485	67.748	148.063	60.949	144.333	57.026	53.200	141.761	65.570	2.435.089
5	131.654	68.291	150.611	61.089	145.986	57.253	53.274	144.616	66.024	2.446.816
6	148.534	71.514	170.269	63.083	162.297	59.172	54.962	159.927	69.102	2.580.947
7	204.702	80.759	232.019	67.432	213.363	61.808	58.591	207.661	76.092	3.068.625
8	300.215	96.365	347.565	70.920	294.589	63.987	63.140	298.257	87.820	4.085.594
9	343.969	96.635	403.310	66.780	333.780	64.320	63.792	335.718	91.585	4.903.416
10	371.110	98.905	431.052	66.935	355.302	65.485	64.727	354.506	93.397	5.335.344
11	372.061	99.170	431.697	66.780	363.299	66.798	66.224	357.864	94.008	5.588.747
12	365.168	97.981	425.677	66.848	361.995	66.963	65.373	351.695	93.150	5.693.975
13	351.838	97.815	411.886	67.983	355.413	67.664	66.154	341.655	92.298	5.716.336
14	329.736	93.293	384.708	64.141	338.495	66.510	63.486	320.848	89.279	5.571.272
15	305.003	87.138	357.358	60.006	318.856	64.885	60.808	299.928	85.855	5.321.542
16	297.431	85.522	354.246	59.097	316.371	64.112	60.165	297.090	85.007	5.151.051
17	295.801	85.026	353.563	59.317	313.163	63.681	60.126	295.617	85.122	5.082.722
18	292.841	86.503	344.468	60.566	300.088	63.339	62.421	294.628	87.735	4.974.467
19	277.202	88.300	327.260	63.293	285.869	64.052	63.278	275.769	86.746	4.696.915
20	242.360	85.518	283.966	63.235	258.311	65.658	62.479	242.734	82.826	4.211.104
21	192.745	80.832	221.596	61.674	205.866	64.472	60.859	196.932	77.156	3.543.868
22	166.668	77.076	190.784	59.718	180.262	62.633	58.647	174.138	72.481	3.101.113
23	144.806	72.284	166.470	57.132	158.218	59.793	55.708	152.565	68.148	2.779.539
P6	3.139.105		2.811.237		2.746.052			3.140.075		96.302.152
P5										
P4					3.060.210					
P3					1.679.668					
P2	2.728.211		3.191.486					2.712.748		
P1	1.920.742		2.244.120					1.877.195		

**Figura A5.1.6:** Consumos KWh (UPV, UV) durante el año 2015 por hora y mes.

## Anexo 5.2: Parámetros técnico económicos por proceso.

### Proceso 1 (HVAC): Climatización (Aires acondicionados)

		VERANO																											
		Diciembre		Enero		Febrero		Marzo		Abril		Mayo		Junio		Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre		Diciembre			
		DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL		
Parámetros Técnicos ("Flexibility_action_definition")	Capacity Band	PROCESO 1 (HVAC) - Climatización																											
	Start time (h:mm)	8:00																											
	End time (h:mm)	20:00																											
	Intermittent power (kW)	4,000																											
	Duration of the interruptibility band (h)	13,000																											
	Additional power before each interruption (kW)	0																											
	Minimum notification in advance (min)	15																											
	Duration of the preparation period (h)	0,25																											
	Notification in advance (min)	15																											
	Additional power after each interruption (kW)	0																											
	For interruption of 15 min	1,000																											
	For interruption of 1 hour	4,000																											
	For interruption of 2 hours	8,000																											
	Duration of the recovery period (h)	0,25																											
	For interruption of 15 min	1,000																											
For interruption of 1 hour	4,000																												
For interruption of 2 hours	8,000																												
Time between interruptions (h)	24,000																												
Max. duration allowed for each interruption (hours)	3,000																												
Parámetros Económicos ("Flexibility_costs")	Direct Costs	Generator 1: Cogeneration* Cost of fuel (€/kWh) 0,040905 Generator 1: Annual consumption (t/year) 19,439,098 Generator 1: Maintenance (€/ año) 3,420 Generator 1: Flex action hours 4 Generator 2: "W" Cost of fuel 933 Generator 2: Annual consumption 768 Generator 2: Maintenance (€/ año) 1,097 Generator 2: Flex action hours 439 Amortizations (New Equipment) Control: Capital Cost (€/device) 0,000 Control: Expected life time (years) 0 Control: Flex action hours (hours/year) 300 Monitoring: Capital Cost (€/device) 3,000 Monitoring: Expected life time (years) 888 Monitoring: Flex action hours (hours/year) 300 Other Investments: Capital Cost (€/device) 0 Other Investments: Expected life time (years) 0 Other Investments: Flex action hours (hours/year) 0 Costs of Control, Monitoring and Others (Existing Equipment) Control: Hourly cost (€/hr) 4,00 Monitoring: Hourly cost (€/hr) 2,00 Others: Hourly cost (€/hr) 0,00 Labour Cost Annual personal cost (€/employee) 30,000 Hours a week (hours/week) 40,0 Weeks a year 52,0 Time by flex action (min/action) 10 Impact on Production Hourly cost (€/hr) 2,4 Others Hourly cost (€/hr) 0,0																											
	Indirect Costs																												

Figura A5.2.1: Indicadores técnico-económicos del proceso de climatización

### Proceso 2 (EWH): Agua Caliente

		VERANO																											
		Diciembre		Enero		Febrero		Marzo		Abril		Mayo		Junio		Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre		Diciembre			
		DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL	DU	DNL		
Parámetros Técnicos ("Flexibility_action_definition")	Capacity Band	PROCESO 2 (EWH) - Agua Caliente																											
	Start time (h:mm)	0:00																											
	End time (h:mm)	6:00																											
	Intermittent power (kW)	500																											
	Duration of the interruptibility band (h)	6,000																											
	Additional power before each interruption (kW)	0																											
	Minimum notification in advance (min)	15																											
	Duration of the preparation period (h)	0,25																											
	Notification in advance (min)	15																											
	Additional power after each interruption (kW)	0																											
	For interruption of 15 min	125																											
	For interruption of 1 hour	500																											
	For interruption of 2 hours	1,000																											
	Duration of the recovery period (h)	0,25																											
	For interruption of 15 min	1,250																											
For interruption of 1 hour	5,000																												
For interruption of 2 hours	10,000																												
Time between interruptions (h)	24,000																												
Max. duration allowed for each interruption (hours)	3,000																												
Parámetros Económicos ("Flexibility_costs")	Direct Costs	Generator 1: Cogeneration* Cost of fuel (€/kWh) 0,040905 Generator 1: Annual consumption (t/year) 18,439,098 Generator 1: Maintenance (€/ año) 3,420 Generator 1: Flex action hours 4 Generator 2: "W" Cost of fuel 933 Generator 2: Annual consumption 768 Generator 2: Maintenance (€/ año) 1,097 Generator 2: Flex action hours 439 Amortizations (New Equipment) Control: Capital Cost (€/device) 0,000 Control: Expected life time (years) 0 Control: Flex action hours (hours/year) 300 Monitoring: Capital Cost (€/device) 3,000 Monitoring: Expected life time (years) 888 Monitoring: Flex action hours (hours/year) 300 Other Investments: Capital Cost (€/device) 0 Other Investments: Expected life time (years) 0 Other Investments: Flex action hours (hours/year) 0 Costs of Control, Monitoring and Others (Existing Equipment) Control: Hourly cost (€/hr) 4,00 Monitoring: Hourly cost (€/hr) 2,00 Others: Hourly cost (€/hr) 0,00 Labour Cost Annual personal cost (€/employee) 30,000 Hours a week (hours/week) 40,0 Weeks a year 52,0 Time by flex action (min/action) 10 Impact on Production Hourly cost (€/hr) 2,4 Others Hourly cost (€/hr) 0,0																											
	Indirect Costs																												

Figura A5.2.2: Indicadores técnico-económicos del proceso de agua caliente

## Proceso 3 (Lighting): Iluminación

		VERANO												INVIERNO																																			
		17		14		20		8		15		16		13		17		20		11		22		8		31		31		21		9		20		11		21		9		15		16					
		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPT		OCT		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPT		OCT		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL				
Parameters Technical ("Flexibility, action, definition")	Capacity Band	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
Parameters Economic ("Flexibility, costs")	Direct Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															

Figura A5.2.3: Indicadores técnico-económicos del proceso de iluminación

## Proceso 4 (Electronics): Equipos Electrónicos

		VERANO												INVIERNO																																			
		17		14		20		8		15		16		13		17		20		11		22		8		31		31		21		9		20		11		21		9		15		16					
		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPT		OCT		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPT		OCT		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL	DNI	DNL				
Parameters Technical ("Flexibility, action, definition")	Capacity Band	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
	Technical (flexibility, action, definition)	0.00																																															
Parameters Economic ("Flexibility, costs")	Direct Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															
	Indirect Costs	0.00																																															

Figura A5.2.4: Indicadores técnico-económicos del proceso de equipos electrónicos

## Anexo 5.3: Input Herramienta Fase I: Curvas de Carga de Potencia (kWh)

### Mes enero 2015

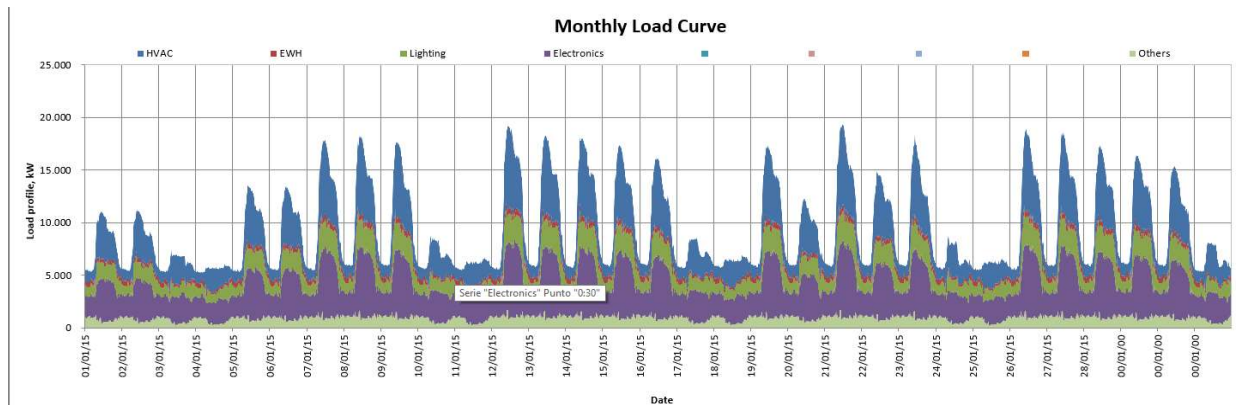


Figura A5.3.1 Curva de carga mensual por procesos.

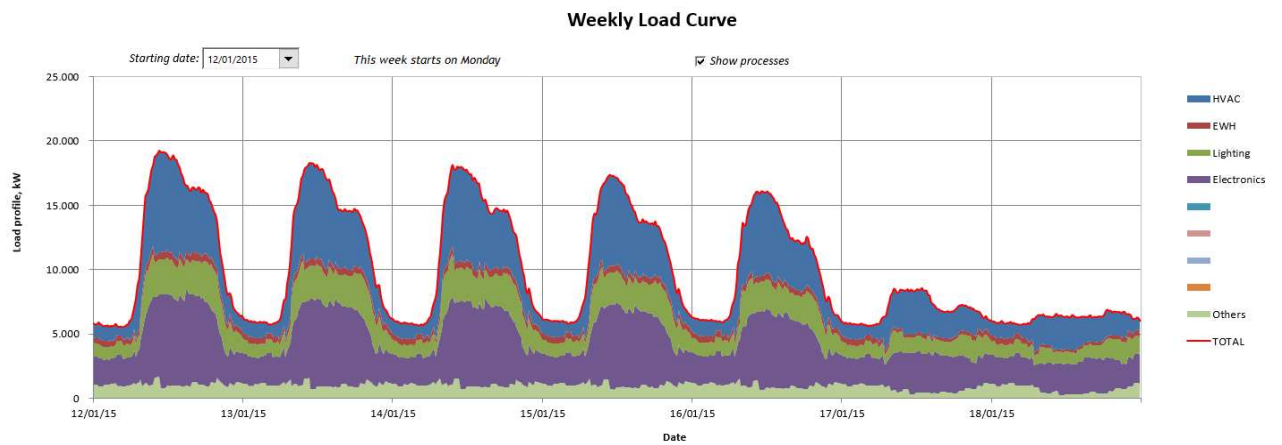


Figura A5.3.2 Curva de carga semanal por procesos.

TYPE OF DAYS ASSIGNMENT	
*Unmarked days will not be considered for average	
<b>QUICK ASSIGNATION</b>	
Date	Type of day
<input type="checkbox"/> 01/01/2015	Sunday
<input type="checkbox"/> 02/01/2015	Saturday
<input type="checkbox"/> 03/01/2015	Saturday
<input type="checkbox"/> 04/01/2015	Sunday
<input type="checkbox"/> 05/01/2015	Saturday
<input type="checkbox"/> 06/01/2015	Sunday
<input checked="" type="checkbox"/> 07/01/2015	Friday
<input checked="" type="checkbox"/> 08/01/2015	Monday
<input checked="" type="checkbox"/> 09/01/2015	Friday
<input checked="" type="checkbox"/> 10/01/2015	Saturday
<input checked="" type="checkbox"/> 11/01/2015	Sunday
<input checked="" type="checkbox"/> 12/01/2015	Monday
<input checked="" type="checkbox"/> 13/01/2015	Working day
<input checked="" type="checkbox"/> 14/01/2015	Working day
<input checked="" type="checkbox"/> 15/01/2015	Working day
<input checked="" type="checkbox"/> 16/01/2015	Friday
<input checked="" type="checkbox"/> 17/01/2015	Saturday
<input checked="" type="checkbox"/> 18/01/2015	Sunday
<input checked="" type="checkbox"/> 19/01/2015	Monday
<input type="checkbox"/> 20/01/2015	Working day
<input type="checkbox"/> 21/01/2015	Saturday
<input type="checkbox"/> 22/01/2015	Sunday
<input checked="" type="checkbox"/> 23/01/2015	Friday
<input checked="" type="checkbox"/> 24/01/2015	Saturday
<input checked="" type="checkbox"/> 25/01/2015	Sunday
<input checked="" type="checkbox"/> 26/01/2015	Monday
<input checked="" type="checkbox"/> 27/01/2015	Working day
<input checked="" type="checkbox"/> 28/01/2015	Working day
<input checked="" type="checkbox"/> 29/01/2015	Working day
<input checked="" type="checkbox"/> 30/01/2015	Friday
<input checked="" type="checkbox"/> 31/01/2015	Saturday

Figura A5.3.3 Tabla de asignación por tipo de días.

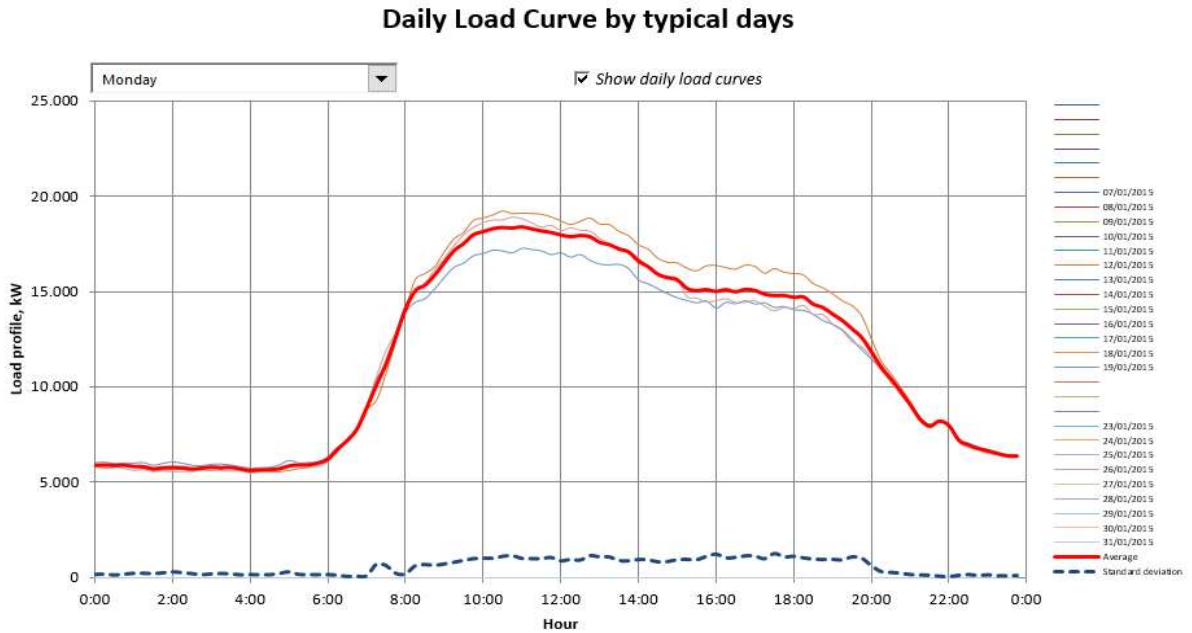
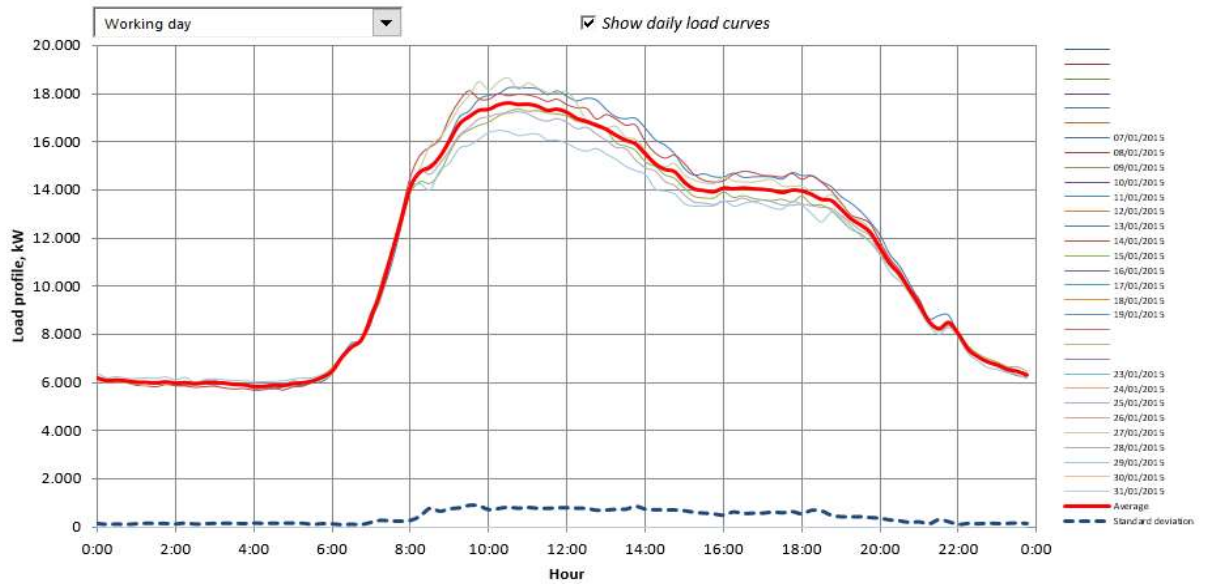


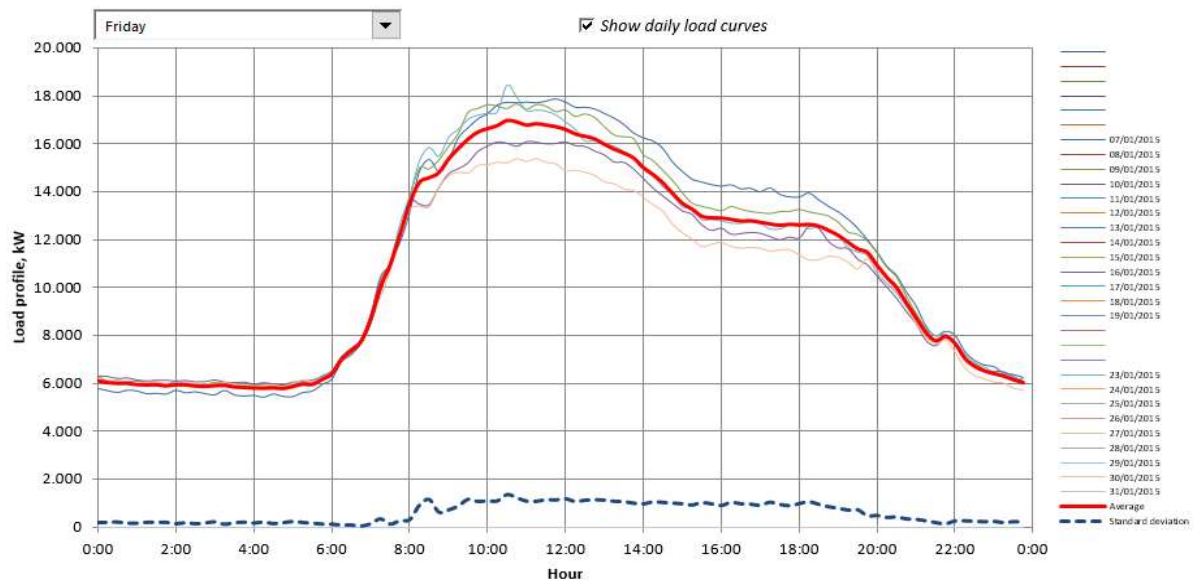
Figura A5.3.4 Curva de carga diaria por tipo de días (LUNES).

### Daily Load Curve by typical days



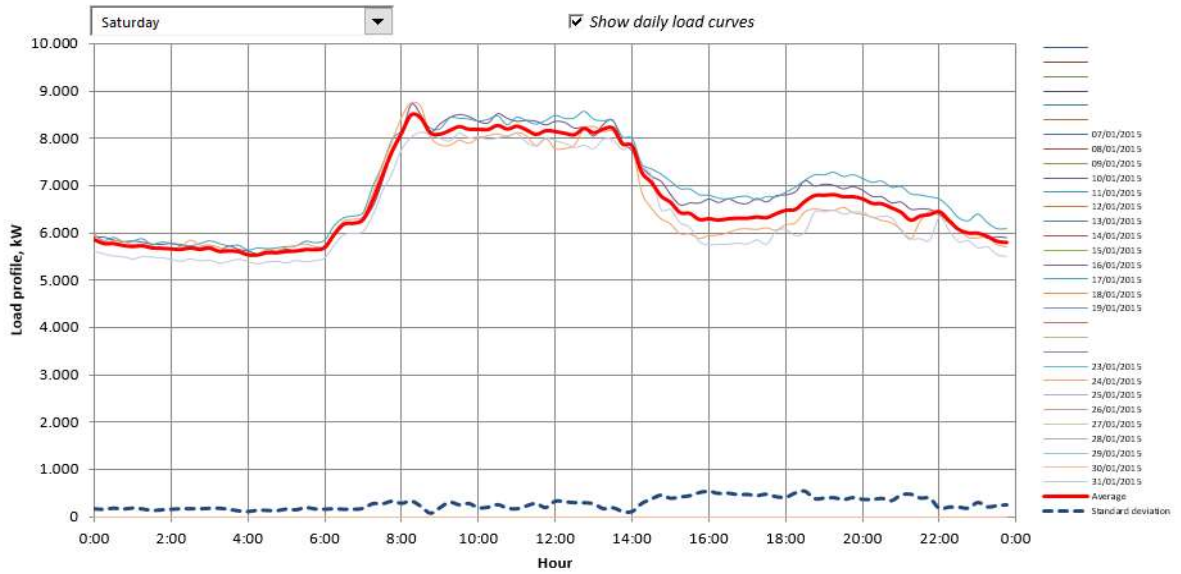
**Figura A5.3.5** Curva de carga diaria por tipo de días (ej: DIAS LABORABLES)

### Daily Load Curve by typical days



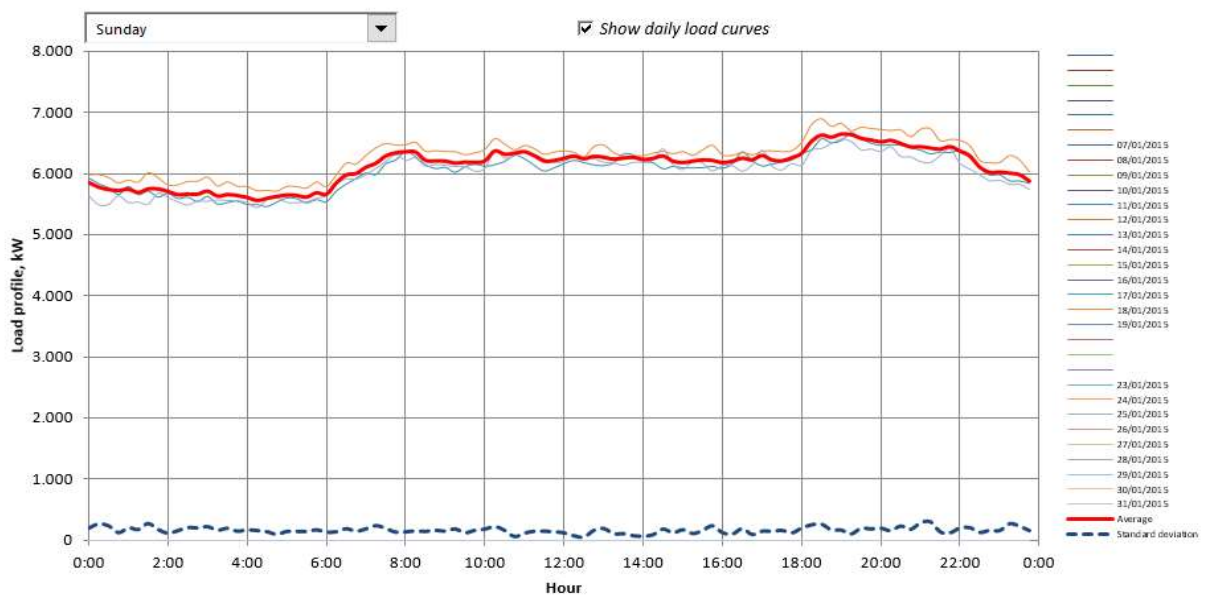
**Figura A5.3.6** Curva de carga diaria por tipo de días (VIERNES)

### Daily Load Curve by typical days



**Figura A5.3.7** Curva de carga diaria por tipo de días (SÁBADO).

### Daily Load Curve by typical days



**Figura A5.3.8** Curva de carga diaria por tipo de días (DOMINGO).

### Anexo 5.4: Input Herramienta Fase I: PRECIOS

En la siguiente tabla se muestran los precios del contrato eléctrico en cts €/kWh por hora del día y día del año (se muestra en este caso el mes de enero).

PRICES OF ELECTRICITY IN THE CONTRACT cts€/kWh																								
	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
01/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
02/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
03/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
04/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
05/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
06/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
07/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
08/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
09/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
10/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
11/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
12/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
13/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
14/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
15/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
16/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
17/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
18/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
19/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
20/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
21/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
22/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
23/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
24/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
25/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
26/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
27/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
28/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
29/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
30/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00
31/01/2015	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	9,00	9,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	11,00	11,00	11,00	9,00	9,00	9,00

Figura A5.4.1 Input precios contrato eléctrico cts €/kWh (mes enero).

La siguiente tabla muestra los precios de entrega de la energía en €/MWh para cada una de las 24 horas del día del año (se muestra en este caso el mes de enero).

DELIVERY PRICE €/MWh																								
Market	Imbalance management (Delivery, Spain)												Percentage in that delivery prices will be reduced due to the participation of demand										0,0%	
	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
01/01/2015	50,12	48,10	47,33	33,85	35,00	32,38	35,05	32,38	33,38	0,32	0,38	29,50	39,11	35,00	27,36				35,43	50,84	50,84	50,84	50,00	50,00
02/01/2015	0,00	40,40			34,34	37,96	43,57	35,56	32,00			50,84	50,84	48,84	50,84	35,43		46,19	51,00	55,00	55,00	51,00	55,00	58,69
03/01/2015			40,20					39,79	38,02	34,43	37,10	48,41	37,10	35,00	32,52	52,08		52,08	46,43	49,80		43,60	46,43	43,62
04/01/2015	39,79	34,80	31,84	31,84	28,05	34,29	38,05	38,05	38,48	41,82	38,20	37,10	40,20	36,87	41,62	39,79		43,62	50,00	50,00	51,00	50,00	51,00	57,00
05/01/2015	56,06	45,97	53,00	38,05	39,37	41,62	30,00	36,50	38,05	43,77	60,00	61,77		60,00	58,00	54,00	55,77	59,00	37,79	37,79		57,50	50,00	44,00
06/01/2015	44,00	45,90		43,62		40,00	43,28		45,00					52,00	37,10	41,62	42,10	57,00	54,77	40,10	54,77			57,81
07/01/2015			44,52	45,90	45,90	45,90	43,62	39,52	46,43		66,00	79,99	68,81	67,24	64,89	64,13	65,00	66,00	70,40	75,00	70,55	60,00	60,00	0,00
08/01/2015	42,52	46,43	57,90	51,00	51,00	39,90	40,44		60,00	56,00	48,43		65,00	60,00	49,45	60,00	61,00	62,00	66,00	56,00	60,00	59,99	50,00	43,82
09/01/2015	56,73	40,50	40,50	49,08	48,43	34,29	40,00	61,00	55,60	46,00	47,35	37,52		49,00	61,00	45,90		47,45	61,00	71,00	61,00	70,00	69,99	60,00
10/01/2015	60,10	38,00	110,00			36,60	27,54	29,56	29,68	33,87		38,00	43,62	43,62	43,62	42,59	59,00	61,69	51,69	61,00	61,00	61,71	180,00	70,00
11/01/2015	43,62	39,88	39,00	20,00	0,00		0,09	0,20	0,00	0,00	38,53		42,84			39,18	39,46		55,00	59,00		59,00	59,00	0,00
12/01/2015	56,00	55,00		40,20	41,00	41,01	37,37	39,20	53,89	55,50	40,77	31,31	32,87	32,24	45,00			60,00	55,00	55,00	60,00	62,99	64,07	0,00
13/01/2015							38,00	54,50	54,00	46,00	42,97		54,00	36,67	36,67	41,03	40,00		41,71	60,00	62,00	61,79	60,00	47,35
14/01/2015	48,04	31,31	0,31		23,09	0,42		31,31	29,99	56,00	46,00	47,35	45,00	60,00	60,00	55,00		60,00	55,00	54,01	46,56	50,00	50,00	39,38
15/01/2015	38,94						37,98	39,12	43,71	35,00	38,39	45,50	37,10			39,12								
16/01/2015					1,00			25,56	28,58	18,00	10,00	28,58	28,11	22,00	20,00				57,21	49,89	56,00	55,00	55,00	48,39
17/01/2015									39,12	55,46		43,39	39,12	37,67	33,51	40,38	39,84		56,68	55,01	53,07	57,00	57,00	37,78
18/01/2015	31,00	24,00	28,71	27,53			5,00	0,00	32,20															



La última tabla muestra los precios de la banda de capacidad en €/MWh para cada una de las 24 horas del día del año (se vuelve a mostrar en este caso el mes de enero).

PRICE OF THE CAPACITY BAND €/MW (each hour)																								
Market	Precio de la banda de regulación secundaria (ESIOS)																							
	Percentage in that prices of the band will be reduced due to the participation of demand																							
	0,0%																							
	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
01/01/2015	24,61	25,44	27,60	27,70	23,93	25,01	25,00	18,85	20,38	24,60	24,61	19,90	20,52	18,00	19,61	25,00	27,00	22,20	14,90	7,60	6,20	8,00	17,26	20,80
02/01/2015	27,39	26,42	28,00	28,00	19,90	22,69	27,43	19,08	16,30	12,11	12,00	10,41	13,30	10,70	12,30	14,91	11,00	9,00	6,50	5,00	5,46	3,72	6,36	17,64
03/01/2015	23,78	22,00	16,83	20,00	18,00	16,72	26,13	26,41	23,60	19,53	18,21	14,64	15,33	18,60	18,20	17,70	17,67	21,08	17,75	8,00	8,09	8,09	15,35	22,51
04/01/2015	23,88	30,96	26,05	22,20	20,30	22,60	30,23	25,03	26,76	31,30	28,21	20,15	21,60	20,44	26,11	23,67	23,76	28,34	15,09	6,00	4,47	4,40	9,00	18,66
05/01/2015	26,78	25,75	27,00	25,00	31,02	19,60	21,63	13,00	10,00	8,81	3,00	3,00	5,50	10,00	13,40	12,80	20,19	11,30	10,00	6,30	3,00	3,10	12,40	22,25
06/01/2015	22,82	23,01	19,14	25,01	35,01	21,30	27,01	25,01	24,60	27,01	20,34	20,40	18,70	21,01	23,12	28,65	27,01	20,67	19,25	8,30	13,00	6,50	20,34	21,01
07/01/2015	26,82	29,40	25,40	27,05	19,86	24,37	21,33	14,77	13,00	5,97	8,70	5,70	13,00	10,49	13,10	9,60	10,35	9,30	7,94	5,00	9,00	10,95	12,52	25,27
08/01/2015	20,28	22,37	22,54	25,00	22,47	22,65	23,20	16,84	11,00	4,00	6,80	4,00	12,00	15,00	8,90	10,88	3,10	12,00	9,10	7,70	8,72	10,80	20,10	23,70
09/01/2015	24,60	28,51	25,81	25,81	20,51	25,73	23,33	17,81	13,00	10,37	11,70	7,26	8,70	16,82	14,27	14,28	6,60	8,00	12,20	11,10	8,76	14,60	10,00	21,98
10/01/2015	29,80	29,30	32,20	32,70	21,40	21,50	26,70	26,64	22,91	16,69	10,10	10,33	13,00	15,06	21,17	24,82	21,00	17,66	11,40	11,00	11,62	12,51	14,10	24,22
11/01/2015	29,12	30,90	31,66	31,66	29,92	22,14	27,73	32,40	21,06	33,47	32,08	27,80	34,00	25,35	33,15	33,15	30,88	25,14	21,40	12,00	12,00	10,00	11,47	18,55
12/01/2015	24,40	27,57	26,00	26,12	19,18	20,50	29,85	24,60	13,54	10,00	10,00	11,00	13,10	16,59	23,19	22,92	21,19	20,98	14,00	13,00	11,00	20,31	22,30	28,60
13/01/2015	21,00	26,00	23,00	24,20	19,14	22,90	27,70	20,93	18,08	10,20	19,00	10,00	15,92	19,16	17,31	20,27	19,40	12,19	6,30	3,90	3,50	9,00	13,73	19,84
14/01/2015	29,35	30,45	28,90	19,00	15,40	22,92	21,83	17,20	10,00	4,79	4,60	6,33	8,67	10,00	19,40	20,50	17,86	10,00	9,00	8,56	4,10	19,89	26,40	30,85
15/01/2015	33,03	36,49	33,27	23,95	24,26	34,39	32,47	27,00	19,38	19,15	16,71	16,19	21,00	23,17	22,10	23,00	22,60	22,31	17,50	16,24	12,53	21,40	30,98	35,88
16/01/2015	33,86	37,00	35,00	23,95	23,67	30,65	29,74	21,10	18,65	20,80	11,17	7,80	17,19	24,27	28,26	29,35	20,68	17,49	13,70	12,58	8,00	17,79	25,66	29,00
17/01/2015	31,00	33,49	33,00	33,00	33,00	32,70	25,00	25,00	22,48	11,35	9,00	9,80	11,20	13,10	23,37	26,62	27,15	23,97	16,88	16,11	13,90	19,24	24,72	31,24
18/01/2015	33,35	40,32	41,13	41,81	44,25	42,11	41,12	37,33	35,37	33,04	31,71	22,00	22,85	22,00	24,69	32,25	31,10	28,43	13,11	9,29	10,90	11,31	17,20	26,87
19/01/2015	37,71	38,25	28,73	30,13	30,71	38,10	34,83	29,50	23,51	10,89	7,20	8,00	14,88	18,49	22,00	21,10	17,44	12,10	10,80	3,83	4,40	8,00	19,64	26,06
20/01/2015	30,41	32,85	29,73	30,00	27,72	27,72	29,44	24,01	22,88	10,33	11,50	10,36	8,10	15,40	22,39	22,02	17,17	10,14	9,00	7,72	8,01	9,59	22,35	26,06
21/01/2015	20,82	26,42	23,99	23,50	20,70	23,00	25,65	20,46	17,42	14,10	10,00	5,50	6,00	15,74	28,43	28,61	14,00	17,80	16,00	16,00	10,90	28,94	31,56	34,47
22/01/2015	30,00	29,52	27,65	29,15	23,73	23,61	28,25	21,37	18,35	16,08	17,27	10,00	16,10	17,69	27,98	28,01	16,61	15,66	16,00	15,55	10,00	20,18	23,00	22,70
23/01/2015	28,97	29,02	27,34	28,57	22,16	26,82	27,27	20,94	18,92	13,70	11,44	8,85	18,44	12,02	25,46	24,86	16,03	13,48	17,97	15,34	10,52	18,40	22,65	26,52
24/01/2015	29,10	29,46	30,67	26,70	27,16	27,16	25,43	29,18	31,40	24,77	16,47	13,01	13,06	17,80	23,38	25,06	27,59	24,10	22,76	16,79	17,21	16,66	25,60	31,63
25/01/2015	31,20	37,15	44,29	25,81	27,00	25,79	24,78	24,46	28,03	31,72	33,00	27,75	27,96	27,99	30,90	32,92	33,19	26,37	15,23	11,09	10,00	9,46	16,20	20,00
26/01/2015	27,20	29,26	20,50	20,10	20,10	21,40	23,62	18,70	20,00	11,60	11,90	9,90	13,80	10,80	10,00	11,35	9,60	7,90	5,94	5,94	6,15	6,60	18,25	24,80
27/01/2015	24,50	24,36	16,20	18,70	15,58	15,50	21,31	17,00	16,20	11,70	11,44	8,40	8,30	6,00	11,60	11,35	9,90	11,56	10,00	10,79	10,00	10,00	13,30	19,00
28/01/2015	29,40	25,00	20,71	20,71	20,63	22,48	26,20	16,10	23,20	12,09	4,68	5,63	9,67	8,10	19,74	21,58	14,00	10,00	10,83	6,60	6,07	6,67	13,90	24,37
29/01/2015	29,72	22,70	21,19	23,26	22,67	23,80	36,48	23,48	16,07	17,00	14,60	10,29	16,60	21,51	24,83	26,08	23,55	23,57	15,10	15,18	18,47	28,13	38,00	38,00
30/01/2015	58,00	53,75	49,48	50,00	50,85	50,35	56,00	50,00	43,00	16,60	10,50	9,20	15,70	19,57	31,40	31,98	24,88	19,75	16,49	9,40	9,50	18,99	36,19	37,57
31/01/2015	111,15	121,05	61,55	51,30	51,30	61,55	69,80	47,90	47,91	44,55	35,55	41,32	59,19	91,35	59,30	61,55	61,55	97,60	18,38	18,34	20,77	81,93	102,01	

**Figura A5.4.3** Input precios de la banda de regulación secundaria €/MWh (Fuente: Mercados de secundaria y terciaria: <https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios>)

**Anexo 5.5:** Datos del precio del mercado diario español durante el año 2015 expresados en €/MWh

Fecha	Día	1	2	18	19	20	21	22	23	24	Media
01/01/2015	J 01	50,10	48,10	48,10	58,02	61,01	62,69	60,41	58,15	53,60	46,70
02/01/2015	V 02	47,34	40,40	59,69	63,76	65,01	65,01	61,75	59,96	58,69	54,32
03/01/2015	S 03	52,10	47,84	56,10	59,00	59,80	59,92	59,51	58,10	56,10	53,77
04/01/2015	D 04	39,82	34,82	47,69	59,11	61,26	62,31	62,69	61,19	59,80	45,76
05/01/2015	L 05	56,06	48,07	63,46	67,52	69,00	67,52	65,11	63,07	59,80	59,78
06/01/2015	M 06	57,98	50,45	57,00	60,69	62,99	63,70	62,69	60,10	59,86	53,42
22/12/2015	M 22	47,50	43,86	61,01	64,10	65,71	66,03	65,61	61,98	59,55	55,01
23/12/2015	X 23	48,19	46,25	61,00	63,98	64,19	63,50	61,69	56,69	47,59	57,07
24/12/2015	J 24	46,45	40,00	55,02	59,00	60,30	60,20	59,56	56,70	46,50	48,42
25/12/2015	V 25	43,81	39,50	48,51	56,70	58,10	59,71	59,71	56,70	48,51	45,33
26/12/2015	S 26	39,90	37,02	49,09	52,20	52,52	52,60	52,10	50,10	41,70	41,94
27/12/2015	D 27	34,15	29,90	31,55	35,70	35,71	33,50	33,50	31,65	27,47	28,47
28/12/2015	L 28	26,26	20,35	42,98	45,75	48,65	51,00	50,63	45,75	42,51	35,62
29/12/2015	M 29	38,00	32,25	52,10	56,70	58,35	58,78	56,70	50,85	47,85	47,07
30/12/2015	X 30	35,70	31,40	45,01	48,73	50,60	52,69	51,10	47,69	45,00	40,50
31/12/2015	J 31	33,50	30,40	56,70	62,10	63,44	63,29	62,10	56,70	50,95	47,56

**Figura A5.5.1:** Precio del mercado diario OMIE año 2015 en €/MWh por cada día del año y hora.

Matriz de precios por hora y día del año obtenida con la siguiente fórmula:

$$\text{Precios (Tabla A5.5.2)} = [\text{Consumos (kWh)/1.000}] * \text{precio OMIE (€/MWh)}$$

Día	Fecha	0	1	2	3	4	5	21	22	23
J 01	01/01/2015	280 €	265 €	259 €	228 €	206 €	195 €	429 €	367 €	307 €
V 02	02/01/2015	267 €	227 €	200 €	203 €	196 €	206 €	448 €	386 €	344 €
S 03	03/01/2015	288 €	261 €	235 €	235 €	223 €	237 €	361 €	339 €	307 €
D 04	04/01/2015	213 €	186 €	179 €	191 €	185 €	188 €	369 €	354 €	333 €
L 05	05/01/2015	311 €	261 €	236 €	250 €	245 €	258 €	537 €	429 €	360 €
M 06	06/01/2015	330 €	283 €	256 €	245 €	221 €	220 €	519 €	411 €	360 €
X 07	07/01/2015	309 €	281 €	276 €	280 €	263 €	284 €	591 €	482 €	404 €
J 08	08/01/2015	377 €	358 €	345 €	329 €	325 €	341 €	613 €	490 €	399 €
X 09	09/12/2015	358 €	292 €	273 €	258 €	252 €	259 €	647 €	511 €	411 €
J 10	10/12/2015	408 €	341 €	314 €	307 €	304 €	310 €	663 €	533 €	425 €
V 11	11/12/2015	399 €	333 €	307 €	302 €	299 €	308 €	602 €	492 €	381 €
S 12	12/12/2015	390 €	366 €	295 €	293 €	290 €	290 €	472 €	415 €	379 €
D 13	13/12/2015	347 €	279 €	266 €	261 €	254 €	256 €	388 €	309 €	272 €
L 14	14/12/2015	241 €	194 €	180 €	169 €	165 €	186 €	608 €	458 €	325 €
M 15	15/12/2015	272 €	247 €	224 €	194 €	181 €	213 €	600 €	455 €	327 €
X 16	16/12/2015	282 €	254 €	245 €	241 €	235 €	246 €	598 €	467 €	358 €
V 25	25/12/2015	253 €	227 €	220 €	215 €	212 €	212 €	426 €	361 €	281 €
S 26	26/12/2015	223 €	205 €	177 €	161 €	150 €	150 €	326 €	301 €	238 €
D 27	27/12/2015	190 €	166 €	139 €	111 €	100 €	90 €	208 €	190 €	159 €
L 28	28/12/2015	150 €	114 €	99 €	90 €	78 €	127 €	394 €	312 €	260 €
M 29	29/12/2015	223 €	189 €	184 €	183 €	185 €	191 €	386 €	324 €	286 €
X 30	30/12/2015	221 €	193 €	166 €	157 €	156 €	160 €	359 €	313 €	279 €
J 31	31/12/2015	204 €	182 €	163 €	149 €	152 €	172 €	487 €	404 €	332 €

**Figura A5.5.2:** matriz de precios hora y día.

Finalmente, la tabla A5.5.3 muestra la matriz OMIE ponderada por hora y mes (€/MWh). Dicha tabla se obtiene sumando los precios de cada hora y cada mes obtenidos de la tabla A5.5.2 y dividiendo dicho resultado por la suma de los consumos

en la misma hora y mismo mes. A la matriz de precios OMIE ponderada, se le asignará el código de colores establecido ya en la tabla A5.1.6.

2015 Ponderado	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio		Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
						D ≤ 14	D ≥ 15						
0	44,38	38,31	40,90	46,65	45,60	55,59	52,50	60,21	54,96	50,23	46,41	48,73	49,08
1	39,95	33,19	36,46	40,51	41,47	50,47	48,04	53,24	49,67	47,77	42,83	43,38	43,65
2	37,92	29,08	33,72	36,70	38,68	47,92	45,80	50,10	46,92	45,03	40,27	40,28	39,71
3	37,10	27,50	31,67	36,43	37,67	46,92	45,19	49,77	46,40	44,33	39,31	37,99	37,99
4	36,12	26,73	30,70	35,45	37,24	46,61	45,02	49,38	46,21	43,66	38,40	37,05	37,39
5	37,40	28,37	32,44	36,96	38,90	47,46	46,31	50,03	46,45	44,41	39,79	38,64	38,41
6	42,94	33,81	38,02	42,07	42,48	50,30	50,12	54,25	50,76	48,58	44,66	44,40	43,33
7	52,62	45,93	43,68	45,79	45,07	54,06	54,12	56,75	52,66	52,33	51,05	51,69	52,22
8	57,57	48,43	48,38	49,49	48,96	57,99	58,45	61,12	55,64	54,04	53,71	54,85	56,29
9	63,35	54,31	50,42	52,59	50,74	59,54	60,34	64,88	60,38	56,62	56,30	57,30	59,08
10	66,05	55,37	49,91	53,60	50,66	60,22	61,16	66,38	62,00	57,48	56,54	57,60	61,04
11	64,41	53,02	48,23	52,55	50,72	60,79	61,71	67,55	62,80	56,94	55,73	56,62	59,73
12	60,19	51,13	47,27	51,84	50,80	61,09	62,19	68,03	63,01	57,36	55,20	56,51	58,57
13	57,41	48,47	46,66	51,07	50,16	60,93	61,52	67,63	62,75	56,72	54,05	56,14	57,96
14	52,45	43,29	44,01	48,11	47,67	58,71	58,53	65,23	60,02	54,34	52,21	54,39	55,91
15	50,87	41,93	41,27	44,63	45,30	56,66	55,88	63,19	57,55	52,59	50,47	53,82	54,83
16	53,18	43,15	40,52	43,58	44,83	56,27	56,28	62,75	56,81	52,47	50,23	54,38	55,86
17	56,97	45,52	42,31	44,60	45,36	57,12	56,91	63,23	57,40	53,37	51,91	57,81	59,63
18	62,75	49,94	46,07	45,17	45,22	57,14	56,61	62,42	57,41	53,37	54,49	63,40	64,65
19	65,13	59,02	53,49	46,97	45,62	56,83	55,68	61,69	57,60	53,81	58,11	64,02	65,12
20	63,57	58,92	56,98	52,56	48,50	57,58	56,90	62,04	59,67	57,92	60,42	62,88	65,18
21	59,62	53,76	53,33	58,72	53,84	60,48	59,34	64,94	65,79	60,75	58,01	59,99	63,24
22	55,25	49,43	48,61	53,75	52,01	60,66	59,51	65,69	64,15	54,32	52,87	55,73	58,47
23	49,42	44,86	44,94	48,33	47,42	57,00	53,96	60,85	57,52	50,22	48,44	51,90	52,97

**Figura A5.5.3:** Matriz OMIE ponderado por hora y mes (€/MWh)

P6	41,1 €	32,9 €	35,9 €	40,1 €	40,9 €	49,9 €	48,4 €	53,0 €	56,4 €	47,0 €	42,8 €	42,8 €	42,7 €
P5				49,8 €	48,6 €						54,3 €		
P4			47,0 €			57,8 €				54,3 €		55,5 €	
P3			48,8 €			60,2 €				56,6 €		60,4 €	
P2	55,6 €	47,3 €					58,2 €	63,4 €					57,4 €
P1	63,7 €	54,6 €					58,7 €	65,0 €					62,4 €

**Figura A5.5.4:** Precios promedio obtenidos de la tabla A5.6.3 según código tarifario

## Anexo 5.6: Resultados Fase II de la metodología

Modalidades Autoconsumo	Sim.1.0		Sim.2.1		Sim.2.2		Sim.2.3.1		Sim.2.3.2		Sim.2.3.3		Sim.2.4.1		Sim.2.4.2	
	Fase 2: Consumo final (84,5 GWh)	Sin instalación FV	Inyección 0 sin excedentes	Conectado a red con balance neto	Conectado a red con opción a venta de energía (precio: 8,0 cent€/kWh)	Conectado a red con opción a venta de energía (precio: 5,7 cent€/kWh)	Conectado a red con opción a venta de energía (precio: 4,2 cent€/kWh)	Sin conexión a red con Baterías (302 €/kWh) y Generador Diesel (1,2 €/litro)	Sin conexión a red con Baterías (10,48 €/kWh) y Generador Diesel (0,38 €/litro)							
<b>Potencia Fotovoltaica instalada DC (kW)</b>	<b>0</b>	<b>25.000</b>	<b>50.000</b>	<b>75.000</b>	<b>40.000</b>	<b>35.000</b>	<b>80.000</b>	<b>60.000</b>								
Fración Renovable (%)	0,0%	25,5%	49,8%	62,6%	42,5%	38,3%	85,0%	81,8%								
Producción PV (kWh/año)	0	25.975,686	51.160,524	76.740,784	40.928,420	35.812,368	115.177,700	86.383,280								
Energía comprada Red (kWh)	84.491,460	63.050,664	50.498,180	44.382,884	54.522,504	57.053,276	12.739,130	13.037,170								
Electricidad Producida Sistema (kWh/año)	84.491,460	89.026,350	101.658,704	121.123,668	95.450,924	92.865,644	127.916,828	99.420,443								
NPC (M€) - Coste Energía 25 años	255	101	83,4	91,2	96,9	98,8	281,34	107,09								
Ahorro NPC (M€) con respecto Sim.1.0		154	172	164	158	156	-26	148								
COE (€)	0,121 €	0,114 €	0,075 €	0,068 €	0,094 €	0,099 €	0,316 €	0,120 €								
Coste Operacional (€)		7,63 €M	3,89 €M	2,62 €M	5,99 €M	6,57 €M	10,612 €M	2,1589 €M								
Capital Inicial (€)		21,3 €M	42,5 €M	63,8 €M	34 €M	29,8 €M	169,89 €M	84,42 €M								
Valor anual (€/año)		578,354 €	2.292,659 €	1.543,962 €	1.001,078 €	827,189 €										
<b>Retorno inversión (años)</b>		<b>7,12</b>	<b>5,68</b>	<b>7,32</b>	<b>6,98</b>	<b>7,09</b>										
Emissiones CO2 (Teg/año) - Coef. Red: 635 (gr/kWh)	53.652	40.037	32.066	28.183	34.622	36.229	9.675	9.816								
Emissiones generadas debido a la instalación FV (Teg CO2)	0	22.533	45.066	67.598	36.053	31.546	72.105	54.079								
Producción anual (kWh) proyecto FV	0	41.250,000	82.500,000	123.750,000	66.000,000	57.750,000	132.000,000	99.000,000								
El proyecto evita en (Teg CO2/año) la emisión de:	0	26,194	52,388	78,581	41,910	36,671	83,820	62,865								
Amortización de la instalación en términos CO2 (años)	0	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86								
Producción libre de emisiones de vida útil panel 25 años	0	24,14	24,14	24,14	24,14	24,14	24,14	24,14								
<b>Emissiones Totales CO2 (Teg/año)</b>	<b>1.341,302</b>	<b>978,396</b>	<b>756,593</b>	<b>636,980</b>	<b>829,492</b>	<b>874,175</b>	<b>169,772</b>	<b>191,326</b>								
Costes CO2 (€) - 2015: 7,28 (€/Tn)	9.764,678 €	7.122,726 €	5.507,997 €	4.637,213 €	6.038,704 €	6.363,993 €	1.235,940 €	1.392,850 €								
Costes CO2 (€) - 2018: 15,64 (€/Tn)	20.977,962 €	15.302,121 €	11.833,114 €	9.962,365 €	12.973,259 €	13.672,094 €	2.655,234 €	2.992,332 €								

Figura A5.6.6: Resumen resultados Fase II de la metodología.

**Anexo 5.7:** Certificado de Aenor de la Huella de Carbono de un panel fotovoltaico fabricado en España

## Certificado AENOR Medio Ambiente CO<sub>2</sub> Calculado



HC-0032/2013

AENOR, Asociación Española de Normalización y Certificación, certifica que el producto

### MÓDULO FOTOVOLTAICO DE 72 Y 60 CÉLULAS

de la empresa

genera, de acuerdo con los requisitos de GHG Protocol, una emisión de 395 kg de CO<sub>2</sub>-eq por unidad declarada de producto Módulo fotovoltaico de 72 y 60 células (correspondiente a 1411 kg de CO<sub>2</sub>/kW de potencia por módulo) en el año 2012 y de 23 g de CO<sub>2</sub>/kWh de generación por módulo fabricado en el año 2012 para un ciclo de vida de 30 años.

con alcance: Ciclo de Vida de Cuna a Tumba

que se realizan en: PI JUAN CARLOS I, AVDA DE LA FOIA, 14  
46440 ALMUSSAFES (Valencia – España)

Fecha de emisión: 2013-07-22  
Fecha de expiración: 2014-07-22

Avelino BRITO MARQUINA  
Director General de AENOR

**AENOR** Asociación Española de  
Normalización y Certificación

Genova, 6. 28004 Madrid, España  
Tel. 902 102 201 - www.aenor.es

## Anexo 5.8: Modelo financiero PV Model

DATOS CLIENTE PARA AUTOCONSUMO FV									
<b>PROYECTO / CLIENTE:</b>	Universidad Politécnica de Valencia y Universidad de Valencia			<b>Superficie instalación FV (m²):</b>	Sin límite				
<b>UBICACIÓN:</b>	Campus Universitario								
<b>Tarifa de acceso:</b>	6,1A								
<b>Consumo inicial Fase 1 kWh/año:</b>	96.302.152								
Facturación total (sin IVA):	10.162.882 €								
Importe avg factura mensual:	846.907 €								
<b>Consumo Fase 2 kWh/año:</b>	84.491.460								
Facturación total (sin IVA):	9.727.440 €								
Importe avg factura mensual:	810.620 €								
kWh/mes:	7.040.955								
Precio avg Energía C/kWh	0,1208 €								
PROPUESTA DE AUTOCONSUMO FV									
<b>Tipo Instalación:</b>	Instalación fotovoltaica en cubiertas del Campus Universitario								
<b>Modalidad Homer 2.1:</b>	Autoconsumo sin excedentes (inyección 0)								
<b>Potencia Pico (kWp):</b>	25.000			<b>Radiación global horizontal (kWh/m²/año):</b>	1.617				
<b>Capacidad total de Generación instalación FV (kWh/año):</b>	25.975.686			<b>Irradiación Ga (α,β) (kWh/m²/año):</b>	1.874				
<b>Energía comprada de la red (kWh):</b>	63.050.664			<b>PRG:</b>	84,7%				
<b>Generación FV aprovechada de la instalación (kWh):</b>	21.440.796								
<b>% Penetración (Generación FV aprovechada/consumo total):</b>	25,4%								
<b>% Aprovechamiento (Gen. FV aprovechada/Capacidad Gen. FV):</b>	82,54%								
<b>Ahorro anual sobre la factura (€):</b>	2.590.048								
MODELO ECONÓMICO									
MODELO									
<b>Producción anual de la instalación (KWh/año):</b>	25.975.686								
<b>Degradación anual de los módulos:</b>	0,68%								
<b>Coste O&amp;M y correctivo (%/ingresos):</b>	5,0%	5 €	129.502 €						
<b>Seguros (%/ingresos):</b>	0,50%		13.073 €						
<b>Coste EPC (€/Wp):</b>	0,85								
<b>Inversión (€):</b>	21.138.845 €								
<b>Inversión con impuestos (€):</b>	0%		21.138.845 €						
<b>Tiempo de retorno (años):</b>	8,16								
Sin Apalancamiento									
<b>Resultados de la inversión</b>	<b>TIR</b>	10,14%							
<b>Ahorro a 15 años*</b>		66,05%	13.962.020 €						
<b>Ahorro a 25 años*</b>		180,52%	38.160.813 €						
* Una vez amortizada la inversión									
Con Apalancamiento (80% de la inversión)									
<b>Resultados de la inversión</b>	<b>TIR</b>	18,75%							
<b>Ahorro a 15 años*</b>		58,12%	12.286.012 €						
<b>Ahorro a 25 años*</b>		172,60%	36.484.805 €						
* Una vez amortizada la inversión									
RESULTADOS DE RENTABILIDAD									
<b>Tarifa de consumo (€/kWh):</b>	0,1208 €			<b>IPC Previsto:</b>	1,67%				
<i>(Potencial Ahorro)</i>									
Opción añadir tasa de descuento 10%									
Análisis de Flujo de Fovoltáica									
<b>Ejercicio</b>		<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>10</b>	<b>25</b>	
Potencia Pico (kWp)		25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	
Irradiación Ga (α,β) kWh/m²/año		1.874	1.874	1.874	1.874	1.874	1.874	1.874	
PRG		84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	
kWh/kWp		1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	
Degradación paneles (ini/anual)	3%	0,68%							
Producción FV aprovechada (kWh)		0	20.797.572	20.656.149	20.515.687	20.376.180	19.558.837	17.656.056	
Efecto Neto IPC			1,67%						
Efecto Acumulado		100%	101,7%	103,4%	105,1%	106,8%	118,0%	151,3%	
Tarifa actualizada (€/kWh)	0,120800	0,1208	0,1228174	0,12487	0,12695	0,12907	0,14256	0,18276	
Totales									
71.951.069 €	<b>Total ingresos "Ahorro" (€)</b>	<b>0 €</b>	<b>2.554.303 €</b>	<b>2.579.300 €</b>	<b>2.604.543 €</b>	<b>2.630.032 €</b>	<b>2.788.292 €</b>	<b>3.226.868 €</b>	
	Valor Inversión	1,67%	21.138.845 €	21.491.864 €	21.850.778 €	22.215.686 €	24.536.729 €	31.456.401 €	
	O&M	5,0%	127.715 €	129.848 €	132.016 €	134.221 €	148.244 €	190.051 €	
	Seguros	0,50%	106.696 €	108.477 €	110.289 €	112.131 €	123.846 €	158.772 €	
7.199.866 €	<b>Total Costes (€)</b>		<b>234.411 €</b>	<b>238.325 €</b>	<b>242.305 €</b>	<b>246.352 €</b>	<b>272.090 €</b>	<b>348.823 €</b>	
<b>64.751.203 €</b>	Margen de explotación (€)		2.319.892 €	2.340.975 €	2.362.237 €	2.383.680 €	2.516.201 €	2.878.045 €	
Fiscalidad sin Financiación									
<b>43.612.358 €</b>	Base imponible Impuesto Sociedades (IS)		206.008 €	227.090 €	248.353 €	269.795 €	402.317 €	2.878.045 €	
	Impuesto Sociedades/Cto Fiscal (25% del 50%)		-25.751 €	-28.386 €	-31.044 €	-33.724 €	-50.290 €	-359.756 €	
	Servicio de la Deuda (Cuota)		-1.882.651 €	-1.882.651 €	-1.882.651 €	-1.882.651 €	-1.882.651 €	0 €	
	Amortización		-1.544.430 €	-1.575.319 €	-1.606.825 €	-1.638.961 €	-1.645.737 €	0 €	
	Intereses		-338.222 €	-307.333 €	-275.827 €	-243.690 €	-36.915 €	0 €	
Fiscalidad con Financiación									
	Base imponible Impuesto Sociedades		-132.214 €	-80.242 €	-27.474 €	26.105 €	365.402 €	2.878.045 €	
	Impuesto Sociedades/Cto Fiscal (25% del 50%)		16.527 €	10.030 €	3.434 €	-3.263 €	-45.675 €	-359.756 €	
	RCSD	Ratio Cobertura Servicio Deuda	-1 €	-1 €	-1 €	-1 €	-1 €	0 €	
<b>21.138.845 €</b>	Amortización contable (años)	<b>10</b>	2.113.885 €	2.113.885 €	2.113.885 €	2.113.885 €	2.113.885 €	0 €	
	Cash Flow sin financiación		-21.138.845 €	2.294.141 €	2.312.589 €	2.331.193 €	2.349.955 €	2.518.289 €	
	Cash Flow con financiación		-4.227.769 €	453.767 €	468.354 €	483.020 €	497.765 €	587.875 €	
	Saldo Cuenta cliente (sin financiación)		-18.844.704 €	-16.532.116 €	-14.200.923 €	-11.850.967 €	2.651.767 €	38.160.813 €	
	Saldo Cuenta cliente (con financiación)		-3.774.002 €	-3.305.648 €	-2.822.628 €	-2.324.863 €	975.759 €	36.484.805 €	

Figura A5.8.1: Modelo económico simulación 2.1 (instalación 25 MWp).

DATOS CLIENTE PARA AUTOCONSUMO FV									
PROYECTO / CLIENTE:	Universidad Politécnica de Valencia y Universidad de Valencia				Superficie instalación FV (m²):	Sin límite			
UBICACIÓN:	Campus Universitario								
Tarifa de acceso:	6.1A								
Consumo inicial Fase 1 kWh/año:	96.302.152								
Facturación total (sin IVA):	10.162.882 €								
Importe avg factura mensual:	846.907 €								
Consumo Fase 2 kWh/año:	84.491.460								
Facturación total (sin IVA):	9.727.440 €								
Importe avg factura mensual:	810.620 €								
kWh/mes:	7.040.955								
Precio avg Energía €/kWh	0,1208 €								
PROPUESTA DE AUTOCONSUMO FV									
Tipo Instalación:	Instalación fotovoltaica en cubiertas del Campus Universitario								
Modalidad Homer 2.2:	Conectado a red con balance neto								
Potencia Pico (kWp):	50.000				Radiación global horizontal (kWh/m²/año):	1.617			
Capacidad total de Generación instalación FV (kWh/año):	51.160.524				Irradiación Ga (αβ) (kWh/m²/año):	1.874			
Energía comprada de la red (kWh):	50.498.180				PRG:	84,7%			
Generación FV aprovechada de la instalación (kWh):	33.993.280								
Energía vendida a red (kWh):	16.978.704								
% Penetración (Generación FV aprovechada/consumo total):	40,2%								
% Aprovechamiento (Gen. FV aprovechada/Capacidad Gen. FV):	66,44%								
Ahorro anual sobre la factura (€):	6.157.416								
MODELO ECONÓMICO									
MODELO									
Producción anual de la instalación (KWh/año):	51.160.524								
Degradación anual de los módulos:	0,68%								
Coste O&M y correctivo (%/ingresos):	5,0%	6 €	307.871 €						
Seguros (%/ingresos):	0,60%		36.942 €						
Coste EPC (€/Wp):	0,85								
Inversión (€):	42.277.691 €								
Inversión con impuestos (€):	0%		42.277.691 €						
Tiempo de retorno (años):	6,87								
Sin Apalancamiento									
Resultados de la inversión	TIR				12,34%				
Ahorro a 15 años*					95,02%		40.171.818 €		
Ahorro a 25 años*					231,09%		97.700.488 €		
* Una vez amortizada la inversión									
Con Apalancamiento (80% de la inversión)									
Resultados de la inversión	TIR				15,53%				
Ahorro a 15 años*					91,05%		38.495.810 €		
Ahorro a 25 años*					227,13%		96.024.480 €		
* Una vez amortizada la inversión									
RESULTADOS DE RENTABILIDAD									
Tarifa de consumo (€/kWh):	0,1208 €				IPC Previsto:	1,67%			
<i>(Potencial Ahorro)</i>									
Añadir tasa de descuento 10%									
Añadir inflación del 1,67% (media del año pasado)									
Análisis de Flujo de Fovoltáica									
Ejercicio	0	1	2	3	4	10	25		
Potencia Pico (kWp)	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000		
Irradiación Ga (αβ) kWh/m²/año	1.874	1.874	1.874	1.874	1.874	1.874	1.874		
PRG	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%		
kWh/kWp	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023		
Degradación paneles (ini/anual)	3%	0,68%							
Producción FV aprovechada (kWh)	0	32.973.482	32.749.262	32.526.567	32.305.386	31.009.531	27.992.769		
Y Producción FV vendida (kWh)		16.469.343	16.357.351	16.246.121	16.135.648	15.488.404	13.981.615		
Efecto Neto IPC									
Efecto Acumulado	1,67%	100%	101,7%	103,4%	105,1%	106,8%	118,0%		
Tarifa actualizada (€/kWh)	0,120800	0,1208	0,1228174	0,12487	0,12695	0,12907	0,14256		
							0,18276		
Totales									
171.051.893 €	Total ingresos "Ahorro" (€)	0 €	6.072.437 €	6.131.865 €	6.191.874 €	6.252.470 €	6.628.707 €	7.671.351 €	
	Valor Inversión	1,67%	42.277.691 €	42.983.728 €	43.701.556 €	44.431.372 €	49.073.459 €	62.912.801 €	
	O&M	5,0%	303.622 €	308.692 €	313.848 €	319.089 €	352.426 €	451.815 €	
	Seguros	0,60%	253.651 €	257.887 €	262.194 €	266.573 €	294.424 €	377.455 €	
17.116.502 €	Total Costes (€)		557.273 €	566.580 €	576.042 €	585.662 €	646.850 €	829.270 €	
153.935.391 €	Margen de explotación (€)		5.515.164 €	5.565.285 €	5.615.832 €	5.666.809 €	5.981.857 €	6.842.081 €	
Fiscalidad sin Financiación									
111.657.700 €	Base imponible Impuesto Sociedades (IS)		1.287.395 €	1.337.516 €	1.388.063 €	1.439.040 €	1.754.088 €	6.842.081 €	
	Impuesto Sociedades/Cto Fiscal (25% del 50%)		-160.924 €	-167.189 €	-173.508 €	-179.880 €	-219.261 €	-855.260 €	
	Servicio de la Deuda (Cuota)		-1.882.651 €	-1.882.651 €	-1.882.651 €	-1.882.651 €	-1.882.651 €	0 €	
	Amortización		-1.544.430 €	-1.575.318 €	-1.606.825 €	-1.638.961 €	-1.845.737 €	0 €	
	Intereses		-338.222 €	-307.333 €	-275.827 €	-243.690 €	-36.915 €	0 €	
Fiscalidad con Financiación									
	Base imponible Impuesto Sociedades		949.173 €	1.030.183 €	1.112.237 €	1.195.350 €	1.717.173 €	6.842.081 €	
	Impuesto Sociedades/Cto Fiscal (25% del 50%)		-118.647 €	-128.773 €	-139.030 €	-149.419 €	-214.647 €	-855.260 €	
	RCS D	Ratio Cobertura Servicio Deuda	-3 €	-3 €	-3 €	-3 €	-4 €	0 €	
42.277.691 €	Amortización contable (años)	10	4.227.769 €	4.227.769 €	4.227.769 €	4.227.769 €	4.227.769 €	0 €	
	Cash Flow sin financiación		-42.277.691 €	5.354.240 €	5.398.095 €	5.442.324 €	5.486.929 €	5.986.821 €	
	Cash Flow con financiación		-25.366.614 €	3.513.866 €	3.553.861 €	3.594.151 €	3.634.739 €	5.986.821 €	
	Saldo Cuenta cliente (sin financiación)		-36.923.451 €	-31.525.356 €	-26.083.031 €	-20.596.103 €	13.283.541 €	97.700.488 €	
	Saldo Cuenta cliente (con financiación)		-21.852.749 €	-18.298.888 €	-14.704.737 €	-11.069.998 €	11.607.533 €	96.024.480 €	

Figura A5.8.2: Modelo económico simulación 2.2 (instalación 50 MWp).

DATOS CLIENTE PARA AUTOCONSUMO FV							
PROYECTO / CLIENTE:	Universidad Politécnica de Valencia y Universidad de Valencia			Superficie instalación FV (m²):	Sin limite		
UBICACIÓN:	Campus Universitario						
Tarifa de acceso:	6.1A						
Consumo inicial Fase 1 kWh/año:	96.302.152						
Facturación total (sin IVA):	10.162.882 €						
Importe avg factura mensual:	846.907 €						
Consumo Fase 2 kWh/año:	84.491.460						
Facturación total (sin IVA):	9.727.440 €						
Importe avg factura mensual:	810.620 €						
kWh/mes:	7.040.955						
Precio avg Energía €/kWh	0,1208 €		0,0420 €				
PROPUESTA DE AUTOCONSUMO FV							
Tipo Instalación:	Instalación fotovoltaica en cubiertas del Campus Universitario						
Modalidad Homer 2.3.3:	Conectado a red con opción a venta de energía (precio: 4,2 cent/kWh)						
Potencia Pico (kWp):	35.000			Radiación global horizontal (kWh/m²/año):	1.617		
Capacidad total de Generación instalación FV (kWh/año):	35.812.368			Irradiación Ga (α,β) (kWh/m²/año):	1.874		
Energía comprada de la red (kWh):	57.053.276			PRG:	84,7%		
Generación FV aprovechada de la instalación (kWh):	27.438.184						
Energía vendida a red (kWh):	8.185.642						
% Penetración (Generación FV aprovechada/consumo total):	32,5%						
% Aprovechamiento (Gen. FV aprovechada/Capacidad Gen. FV):	76,62%						
Ahorro anual sobre la factura (€):	3.314.533						
MODELO ECONÓMICO							
MODELO							
Producción anual de la instalación (KWh/año):	35.812.368						
Degradación anual de los módulos:	0,68%						
Coste O&M y correctivo (%/ingresos):	5,0%	5 €	165.727 €				
Seguros (%/ingresos):	0,5%		16.879 €				
Coste EPC (€/Wp):	0,85						
Inversión (€):	29.594.384 €					126.863,3 €	
Inversión con impuestos (€):	0%		29.594.384 €			14.733,3 €	
Tiempo de retorno (años):	8,93					12%	
Sin Apalancamiento							
Resultados de la inversión		TIR	10,24%				
Ahorro a 15 años*			67,42%		19.951.139 €		
Ahorro a 25 años*			182,91%		54.130.874 €		
* Una vez amortizada la inversión							
Con Apalancamiento (80% de la inversión)							
Resultados de la inversión		TIR	14,42%				
Ahorro a 15 años*			61,75%		18.275.131 €		
Ahorro a 25 años*			177,25%		52.454.865 €		
* Una vez amortizada la inversión							
RESULTADOS DE RENTABILIDAD							
Tarifa de consumo (€/kWh):	0,1208 €		IPC Previsto:	1,67%			
(Potencial Ahorro)							
Opción añadir tasa de descuento 10%							
Análisis de Flujo de Fotovoltaica							
Ejercicio		0	1	2	3	4	25
Potencia Pico (kWp)		35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000
Irradiación Ga (α,β) kWh/m²/año		1.874	1.874	1.874	1.874	1.874	1.874
PRG		84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%
kWh/kWp		1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023
Degradación paneles (ini/anual)	3%	0,68%					
Producción FV aprovechada (kWh)		0	26.615.038	26.434.056	26.254.305	26.075.775	22.594.782
Y Producción FV vendida (kWh)	3%	0,68%	7.940.073	7.886.080	7.832.455	7.779.194	6.740.708
Efecto Neto IPC		1,67%					
Efecto Acumulado		100%	101,7%	103,4%	105,1%	106,8%	151,3%
Tarifa actualizada (€/kWh)	0,120800	0,1208	0,1228174	0,12487	0,12695	0,12907	0,18276
Tarifa actualizada venta (€/kWh)	0,042000	0,0420	0,0427	0,0434	0,0441	0,0449	0,0635
<b>Totales</b>							
101.627.734 €	<b>Total ingresos "Ahorro" (€)</b>	<b>0 €</b>	<b>3.607.841 €</b>	<b>3.643.149 €</b>	<b>3.678.802 €</b>	<b>3.714.805 €</b>	<b>4.557.810 €</b>
	Valor Inversión	1,67%	29.594.384 €	30.088.610 €	30.591.090 €	31.101.961 €	44.038.961 €
	O&M	5,0%	180.392 €	183.405 €	186.467 €	189.581 €	268.439 €
	Seguros	0,51%	150.703 €	153.220 €	155.778 €	158.380 €	224.259 €
10.169.495 €	<b>Total Costes (€)</b>		<b>331.095 €</b>	<b>336.624 €</b>	<b>342.246 €</b>	<b>347.961 €</b>	<b>492.697 €</b>
<b>91.458.239 €</b>	Margen de explotación (€)		3.276.746 €	3.306.525 €	3.336.556 €	3.366.843 €	4.065.112 €
Fiscalidad sin Financiación							
<b>61.863.855 €</b>	Base imponible Impuesto Sociedades (IS)		317.308 €	347.086 €	377.118 €	407.405 €	4.065.112 €
	Impuesto Sociedades/Cto Fiscal (25% del 50%)		-39.663 €	-43.386 €	-47.140 €	-50.926 €	-508.139 €
	Servición de la Deuda (Cuota)		-1.882.651 €	-1.882.651 €	-1.882.651 €	-1.882.651 €	0 €
	Amortización		-1.544.430 €	-1.575.318 €	-1.606.825 €	-1.638.961 €	0 €
	Intereses		-338.222 €	-307.333 €	-275.827 €	-243.690 €	0 €
Fiscalidad con Financiación							
	Base imponible Impuesto Sociedades		-20.914 €	39.753 €	101.292 €	163.715 €	4.065.112 €
	Impuesto Sociedades/Cto Fiscal (25% del 50%)		2.614 €	-4.969 €	-12.661 €	-20.464 €	-508.139 €
	RCSD	Ratio Cobertura Servicio Deuda	-2 €	-2 €	-2 €	-2 €	0 €
<b>29.594.384 €</b>	Amortización contable (años)	<b>10</b>	2.959.438 €	2.959.438 €	2.959.438 €	2.959.438 €	0 €
	Cash Flow sin financiación		-29.594.384 €	3.237.083 €	3.263.139 €	3.289.417 €	3.315.918 €
	Cash Flow con financiación		-12.683.307 €	1.396.709 €	1.418.904 €	1.441.244 €	1.463.728 €
	Saldo Cuenta cliente (sin financiación)		-26.357.301 €	-23.094.162 €	-19.804.745 €	-16.488.828 €	54.130.874 €
	Saldo Cuenta cliente (con financiación)		-11.286.598 €	-9.867.694 €	-8.426.451 €	-6.962.723 €	52.454.865 €

Figura A5.8.3: Modelo económico simulación 2.3.3 (instalación 35 MWp).



## **Anexo 5.9:** Estudio de Impacto económico en la red debido al aumento de la generación distribuida.

### **1 Supuesto de partida para el análisis**

- ✓ Según datos 2016 extraídos del registro de autoconsumo del MINETAD, existe una potencia instalada de autoconsumo de 868 MW, que están distribuidos en instalaciones de cogeneración, biomasa, biolíquido y biogás, energías residuales, eólica, fotovoltaica, hidroeléctrica, motores diésel y otras centrales térmicas. De acuerdo con la potencia total instalada a nivel nacional (peninsular y no peninsular), 105 GW, el autoconsumo que engloba todas las tecnologías presentes en el Registro representa un **0,82%** de la potencia instalada en España.
- ✓ Teniendo en cuenta valores de consumo eléctrico de Red Eléctrica de España, aproximadamente de los 265.000 GWh demandados, el autoconsumo generó en 2016 3.000 GWh, lo que supone una cobertura de la demanda por parte del autoconsumo del **1,13%**. De estos 3.000 GWh, el autoconsumo generado con instalaciones renovables es de 576 GWh, lo que supone un 0,22% de cobertura de la demanda, y si solo se considera a las instalaciones fotovoltaicas, este porcentaje decae hasta el **0,01%**.

Nota: El autoconsumo en instalaciones de cogeneración está exento del pago de peaje de respaldo según el RD 900/2015 hasta el 1 de enero del 2020 por lo que el porcentaje de instalaciones de autoconsumo sujetas al pago de peaje se reduce del 1,13% al **0,46%**.

- ✓ El precio medio mensual de mercado diario del año 2017 según OMIE fue **52,24 €/MWh**.
- ✓ Se supone un ingreso en el sistema en un año de **100 MW** de autoconsumo fotovoltaico.

### **2 Resultado del análisis**

#### 2.1 Impacto directo por menor recaudación en el Pool Eléctrico

Con los supuestos arriba planteados y para diversos escenarios posibles la pérdida de recaudación del Pool Eléctrico sería en cada caso la mostrada en las siguientes tablas:

<b>Consumo eléctrico 2016 España</b>		265.000		
<b>Tipo de Demanda con Autoconsumo (AC)</b>	<b>% Cobertura Demanda AC</b>	<b>Precio Medio Pool (€/MWh)</b>	<b>Disminución de ingresos en el mercado</b>	
Demanda con AC Total instalado	0,46%	39,67	48.357.730 €	
Demanda con AC solo Renovable	0,22%	39,67	22.849.920 €	
Demanda con AC solo Fotovoltáico	0,01%	39,67	1.051.255 €	

<b>Consumo eléctrico 2017 España</b>		281.251		
<b>Tipo de Demanda con Autoconsumo (AC)</b>	<b>% Cobertura Demanda AC</b>	<b>Precio Medio Pool (€/MWh)</b>	<b>Disminución de ingresos en el mercado</b>	
Demanda con AC Total instalado	0,46%	52,24	67.585.740 €	
Demanda con AC solo Renovable	0,22%	52,24	31.935.510 €	
Demanda con AC solo Fotovoltáico	0,01%	52,24	1.469.255 €	

<b>Consumo eléctrico 2018 España</b>		265.000		
<b>Tipo de Demanda con Autoconsumo (AC)</b>	<b>% Cobertura Demanda AC</b>	<b>Precio Medio Pool (€/MWh)</b>	<b>Disminución de ingresos en el mercado</b>	
Demanda con AC Total instalado	0,46%	58,42	71.213.980 €	
Demanda con AC solo Renovable	0,22%	58,42	33.649.920 €	
Demanda con AC solo Fotovoltáico	0,01%	58,42	1.548.130 €	

**Figura A5.9.1:** Disminución ingresos en el mercado eléctrico por menor recaudación en el Pool Eléctrico según diversos escenarios de tipo de demanda con AC para los años 2016, 2017 y 2018.

Se deduce de la tabla que el valor real de la pérdida de recaudación del Pool Eléctrico considerando datos oficiales del Registro de Autoconsumo asciende a 22,8 M€ durante el 2016 para todo el consumo renovable y a 1 M€ para el autoconsumo fotovoltaico. Siendo estos datos consecutivamente 32 M€ y 1,5 M€ para el 2017 y 33,6 M€ y 1,6 M€ para el 2018.

Por lo que la pérdida de impuestos asociada a la disminución de ingresos en el mercado tendría un valor de:

<b>% Cobertura Demanda AC</b>	<b>7%</b>		<b>5,11%</b>		<b>21%</b>	
	<b>Impuesto Generación (7%)</b>	<b>Impuesto Especial Electricidad (5,11%)</b>	<b>IVA (21%)</b>	<b>Impuestos Directos Pérdidos</b>		
0,46%	3.385.041 €	2.471.080 €	10.155.123 €	16.011.244 €		
0,22%	1.599.494 €	1.167.631 €	4.798.483 €	7.565.609 €		
0,01%	73.588 €	53.719 €	220.764 €	348.071 €		

<b>% Cobertura Demanda AC</b>	<b>7%</b>		<b>5,11%</b>		<b>21%</b>	
	<b>Impuesto Generación (7%)</b>	<b>Impuesto Especial Electricidad (5,11%)</b>	<b>IVA (21%)</b>	<b>Impuestos Directos Pérdidos</b>		
0,46%	4.731.002 €	2.471.080 €	14.193.005 €	21.395.087 €		
0,22%	2.235.486 €	1.167.631 €	6.706.457 €	10.109.574 €		
0,01%	102.848 €	53.719 €	308.544 €	465.111 €		

<b>% Cobertura Demanda AC</b>	<b>7%</b>		<b>5,11%</b>		<b>21%</b>	
	<b>Impuesto Generación (7%)</b>	<b>Impuesto Especial Electricidad (5,11%)</b>	<b>IVA (21%)</b>	<b>Impuestos Directos Pérdidos</b>		
0,46%	4.984.979 €	3.639.034 €	14.954.936 €	23.578.949 €		
0,22%	2.355.494 €	1.719.511 €	7.066.483 €	11.141.489 €		
0,01%	108.369 €	79.109 €	325.107 €	512.586 €		

**Figura A5.9.2:** Impuestos directos perdidos por menor recaudación en el Pool Eléctrico según los diversos escenarios de tipo de demanda con AC para los años 2016, 2017 y 2018.

Se comprueba que en el 2018, la pérdida de ingresos en impuestos bajaría hasta los 11 M€ considerando todas las tecnologías renovables, y sería algo más de 0,5 M€ si solo se considera al autoconsumo fotovoltaico.

## 2.2 Impacto por menor demanda y precio en el Pool Eléctrico

Según la SEE se estima que retirar un 2% de la generación del Pool equivale a una caída en el precio del mismo de 1 €/MWh, tomando como referencia lo que ha supuesto el incremento de la interconexión con Francia. Considerando un escenario conservador al retirar un % menor del 2% se obtienen las siguientes pérdidas:

Consumo eléctrico 2016 España		265.000	
Tipo de Demanda con Autoconsumo (AC)	% Cobertura Demanda AC	Precio Medio Pool Nuevo Escenario (€/MWh)	Valor Económico del Pool por AC Nuevo Escenario
Demanda con AC Total instalado	0,46%	38,67	47.138.730 €
Demanda con AC solo Renovable	0,22%	38,67	22.273.920 €
Demanda con AC solo Fotovoltaico	0,01%	38,67	1.024.755 €

Consumo eléctrico 2017 España		281.251	
Tipo de Demanda con Autoconsumo (AC)	% Cobertura Demanda AC	Precio Medio Pool Nuevo Escenario (€/MWh)	Valor Económico del Pool por AC Nuevo Escenario
Demanda con AC Total instalado	0,46%	51,24	66.291.986 €
Demanda con AC solo Renovable	0,22%	51,24	31.324.187 €
Demanda con AC solo Fotovoltaico	0,01%	51,24	1.441.130 €

Consumo eléctrico 2018 España		265.000	
Tipo de Demanda con Autoconsumo (AC)	% Cobertura Demanda AC	Precio Medio Pool Nuevo Escenario (€/MWh)	Valor Económico del Pool por AC Nuevo Escenario
Demanda con AC Total instalado	0,46%	57,42	69.994.980 €
Demanda con AC solo Renovable	0,22%	57,42	33.073.920 €
Demanda con AC solo Fotovoltaico	0,01%	57,42	1.521.630 €

**Figura A5.9.3:** Disminución ingresos en el mercado eléctrico por menor demanda y precio en Pool Eléctrico según diversos escenarios de tipo de demanda con AC para los años 2016, 2017 y 2018.

% Cobertura Demanda AC	Impuesto Generación (7%)	Impuesto Especial Electricidad (5,11%)	7%		5,11%		21%				
			IVA (21%)	Impuesto Asociados a menor demanda perdidos (€)	IVA (21%)	Impuesto Asociados a menor demanda perdidos (€)	IVA (21%)	Impuesto Asociados a menor demanda perdidos (€)			
0,46%	3.299.711 €	2.408.789 €	9.899.133 €	15.607.634 €	3.387.520 €	13.921.317 €	21.949.276 €	4.640.439 €	3.387.520 €	13.921.317 €	21.949.276 €
0,22%	1.559.174 €	1.138.197 €	4.677.523 €	7.374.895 €	1.600.666 €	6.578.079 €	10.371.438 €	2.192.693 €	1.600.666 €	6.578.079 €	10.371.438 €
0,01%	71.733 €	52.365 €	215.199 €	339.296 €	73.642 €	302.637 €	477.158 €	100.879 €	73.642 €	302.637 €	477.158 €

% Cobertura Demanda AC	Impuesto Generación (7%)	Impuesto Especial Electricidad (5,11%)	7%		5,11%		21%				
			IVA (21%)	Impuesto Asociados a menor demanda perdidos (€)	IVA (21%)	Impuesto Asociados a menor demanda perdidos (€)	IVA (21%)	Impuesto Asociados a menor demanda perdidos (€)			
0,46%	4.899.649 €	3.576.743 €	14.698.946 €	23.175.338 €	3.576.743 €	14.698.946 €	23.175.338 €	4.899.649 €	3.576.743 €	14.698.946 €	23.175.338 €
0,22%	2.315.174 €	1.690.077 €	6.945.523 €	10.950.775 €	1.690.077 €	6.945.523 €	10.950.775 €	2.315.174 €	1.690.077 €	6.945.523 €	10.950.775 €
0,01%	106.514 €	77.755 €	319.542 €	503.812 €	77.755 €	319.542 €	503.812 €	106.514 €	77.755 €	319.542 €	503.812 €

**Figura A5.9.4:** Impuestos directos perdidos por menor demanda y precio en el Pool Eléctrico según los diversos escenarios de tipo de demanda con AC para los años 2016, 2017 y 2018.

Se concluye, por tanto, que la pérdida de ingresos en impuestos asociada a una menor demanda en el Pool oscilaría entre [7M€ – 11M€] dependiendo del precio medio del pool real asociado y considerando todas las tecnologías renovables, bajando a valores de [0,3M€ – 0,5M€] si solo se tiene en cuenta al autoconsumo fotovoltaico.

### 2.3 Impacto por pérdida de ingresos por peajes e impuestos asociados

Según el informe de la SEE los costes del sistema equivalen a unos 18.000 M€, de los cuales unos 11.000 M€ son cargos, de los que aproximadamente el 75% provienen de los peajes. Es decir, los peajes cubrirían unos 8.400 M€ de los cargos, de los cuales aproximadamente el 30% se paga como cargo variable, unos 2.500 M€.

Cargo variable 2016		2.521.200.000	5,11%	21%	
Tipo de Demanda con Autoconsumo (AC)	% Cobertura Demanda AC	Pérdida de Ingresos por Peajes (€)	Impuesto Especial Electricidad (5,11%)	IVA (21%)	Pérdida de Impuestos Recaudados por Ingresos por peajes (€)
Demanda con AC Total Instalado	0,46%	11.597.520 €	592.633 €	2.435.479 €	3.028.112 €
Demanda con AC solo Renovable	0,22%	5.480.042 €	280.030 €	1.150.809 €	1.430.839 €
Demanda con AC solo Fotovoltaico	0,01%	252.120 €	12.883 €	52.945 €	65.829 €

Cargo variable 2017		2.521.200.000			
Tipo de Demanda con Autoconsumo (AC)	% Cobertura Demanda AC	Pérdida de Ingresos por Peajes (€)	Impuesto Especial Electricidad (5,11%)	IVA (21%)	Pérdida de Impuestos Recaudados por Ingresos por peajes (€)
Demanda con AC Total Instalado	0,46%	11.597.520 €	592.633 €	2.435.479 €	3.028.112 €
Demanda con AC solo Renovable	0,22%	5.480.042 €	280.030 €	1.150.809 €	1.430.839 €
Demanda con AC solo Fotovoltaico	0,01%	252.120 €	12.883 €	52.945 €	65.829 €

Cargo variable 2018		2.521.200.000			
Tipo de Demanda con Autoconsumo (AC)	% Cobertura Demanda AC	Pérdida de Ingresos por Peajes (€)	Impuesto Especial Electricidad (5,11%)	IVA (21%)	Pérdida de Impuestos Recaudados por Ingresos por peajes (€)
Demanda con AC Total instalado	0,46%	11.597.520 €	592.633 €	2.435.479 €	3.028.112 €
Demanda con AC solo Renovable	0,22%	5.480.042 €	280.030 €	1.150.809 €	1.430.839 €
Demanda con AC solo Fotovoltaico	0,01%	252.120 €	12.883 €	52.945 €	65.829 €

**Figura A5.9.5:** Pérdida de impuestos recaudados por ingresos por peajes según los diversos escenarios de tipo de demanda con AC para los años 2016, 2017 y 2018.

Se pone de manifiesto así que en el 2018 la pérdida de impuestos recaudados por ingresos por peajes sería de 1,4 M€ considerando todas las tecnologías renovables, y sería solo de un poco más de 65.000 € si solo se considera al autoconsumo fotovoltaico.

### 2.4 Aportación adicional de los Presupuestos Generales del Estado por la pérdida de ingresos por peajes

Según el informe de la SEE retirar el 2% por autoconsumo equivaldría a una pérdida de recaudación de unos 50 M€ en peajes por no hacer frente a los cargos variables del sistema. Si para corregir este desajuste se cargase proporcionalmente a la aportación que realizan los PGE, esta disminución de ingresos implicaría adicionalmente un incremento de 10 M€ por parte de los PGE al sistema eléctrico.

De nuevo aplicando esta relación (pérdida de recaudación en peajes e incremento de los PGE) a la situación actual de instalaciones de autoconsumo, nos queda el siguiente escenario, en donde la aportación extra que se debería realizar desde los PGE para contrarrestar la pérdida de ingresos sería de 1M€ considerando todas las tecnologías renovables y únicamente 50.000 € para el supuesto de autoconsumo fotovoltaico.

2016

Ratio pérdida recaud./Ingresos PGE 50.000.000 10.000.000

Tipo de Demanda con Autoconsumo (AC)	% Cobertura Demanda AC	Pérdida de Ingresos por Peajes (€)	Aportación extra de los PGE (€)
Demanda con AC Total instalado	0,46%	11.597.520 €	2.319.504 €
Demanda con AC solo Renovable	0,22%	5.480.042 €	1.096.008 €
Demanda con AC solo Fotovoltaico	0,01%	252.120 €	50.424 €

2017

Ratio pérdida recaud./Ingresos PGE

Tipo de Demanda con Autoconsumo (AC)	% Cobertura Demanda AC	Pérdida de Ingresos por Peajes (€)	Aportación extra de los PGE (€)
Demanda con AC Total instalado	0,46%	11.597.520 €	2.319.504 €
Demanda con AC solo Renovable	0,22%	5.480.042 €	1.096.008 €
Demanda con AC solo Fotovoltaico	0,01%	252.120 €	50.424 €

2018

Ratio pérdida recaud./Ingresos PGE

Tipo de Demanda con Autoconsumo (AC)	% Cobertura Demanda AC	Pérdida de Ingresos por Peajes (€)	Aportación extra de los PGE (€)
Demanda con AC Total instalado	0,46%	11.597.520 €	2.319.504 €
Demanda con AC solo Renovable	0,22%	5.480.042 €	1.096.008 €
Demanda con AC solo Fotovoltaico	0,01%	252.120 €	50.424 €

**Figura A5.9.6:** Aportación extra de los PGE asociada a las pérdidas de ingresos por peaje según los diversos escenarios de tipo de demanda con AC para los años 2016, 2017 y 2018.

### 3 Conclusiones

Fruto de los anteriores apartados esta es la tabla resumen de resultados:

AÑO 2016

Tipo de Demanda con Autoconsumo (AC)	% Cobertura Demanda AC	Impuestos directos perdidos (€)	Impuestos asociados a menor demanda perdidos (€)	Pérdida de Impuestos recaudados por ingresos por peajes (€)	Aportación extra de los PGE (€)	Pérdida de Ingresos Totales (€)
Demanda con AC Total instalado	0,46%	16.011.244 €	15.607.634 €	3.028.112 €	2.319.504 €	36.966.494 €
Demanda con AC solo Renovable	0,22%	7.565.609 €	7.374.895 €	1.430.839 €	1.096.008 €	17.467.351 €
Demanda con AC solo Fotovoltaico	0,01%	464.094 €	452.395 €	87.771 €	67.232 €	1.071.493 €

AÑO 2017

Tipo de Demanda con Autoconsumo (AC)	% Cobertura Demanda AC	Impuestos directos perdidos (€)	Impuestos asociados a menor demanda perdidos (€)	Pérdida de Impuestos recaudados por ingresos por peajes (€)	Aportación extra de los PGE (€)	Pérdida de Ingresos Totales (€)
Demanda con AC Total instalado	0,46%	22.377.639 €	21.949.276 €	3.028.112 €	2.319.504 €	49.674.532 €
Demanda con AC solo Renovable	0,22%	10.573.847 €	10.371.438 €	1.430.839 €	1.096.008 €	23.472.133 €
Demanda con AC solo Fotovoltaico	0,01%	648.627 €	636.211 €	87.771 €	67.232 €	1.439.841 €

AÑO 2018

Tipo de Demanda con Autoconsumo (AC)	% Cobertura Demanda AC	Impuestos directos perdidos (€)	Impuestos asociados a menor demanda perdidos (€)	Pérdida de Impuestos recaudados por ingresos por peajes (€)	Aportación extra de los PGE (€)	Pérdida de Ingresos Totales (€)
Demanda con AC Total instalado	0,46%	23.578.949 €	23.175.338 €	3.028.112 €	2.319.504 €	52.101.903 €
Demanda con AC solo Renovable	0,22%	11.141.489 €	10.950.775 €	1.430.839 €	1.096.008 €	24.619.111 €
Demanda con AC solo Fotovoltaico	0,01%	512.586 €	671.749 €	87.771 €	67.232 €	1.339.338 €

**Figura A5.9.7:** Pérdida de Ingresos Totales según los diversos escenarios de tipo de demanda con AC para los años 2016, 2017 y 2018.

Siendo en el 2018 el impacto económico atribuible solo al autoconsumo renovable, de 24,6 M€, y si se considera solo el autoconsumo fotovoltaico, esta cifra descendería a algo más de un millón de euros.

Según los cálculos realizados por UNEF, en el supuesto de que anualmente ingresasen en el sistema 100 MWp de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico doméstico y de los sectores servicios e industrial, el saldo positivo en retornos fiscales y costes anuales evitados al Estado supondrían un saldo positivo de 73 M€.

<b>Glob. consumidores</b>	<b>1</b>	<b>Potencia Fotovoltaica del parque total en explotación (MWp)</b>	<b>100</b>
	2	Cifra de negocio anual agregada (actividad de arrastre) (€)	312.003.173
	<b>3</b>	<b>Empleos directos estructurales a tiempo completo</b>	<b>1.300</b>
	4	Retornos netos anuales al Estado (€)	58.848.581
	5	Costes anuales evitados al Estado (€)	14.038.026
	<b>6</b>	<b>Saldo positivo en 2017 para el Estado (€)</b>	<b>72.886.607</b>
	7	Ahorro anual en eficiencia (energía eléctrica y primaria no perdida) (MWh)	154.015
	8	Ahorro anual por emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas (€)	699.596
	9	Ahorro anual en importaciones de combustible fósil (€)	6.931.452
	<b>10</b>	<b>Saldo positivo en 2017 en la balanza comercial (€)</b>	<b>7.631.048</b>

Dado que actualmente según el Registro existen 14 MW de autoconsumo fotovoltaico (0,013%) que se corresponden con una pérdida de ingresos en el sistema de aproximadamente 1,3 M€, en el supuesto que se ingresasen en el sistema en un año 100 MW, la pérdida de ingresos sería de 9,5 M€, por lo que en cualquier caso el saldo sería positivo para el Estado con ingresos de más de 63 M€.

Adicionalmente, habría que considerar el saldo positivo procedente del ahorro anual en eficiencia, emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas y en importaciones de combustibles fósiles que para 100 MWp se estiman en unos 7,6 M€.

## BIBLIOGRAFÍA

### Bibliografía Capítulo 2

- Abdmouleh, Z. (2017). Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy source. *Renewable Energy*, 14.
- Ana García-Garre, A. G. (2018). Integration of Demand Response and Photovoltaic Resources in Residential Segments. *Sustainability*, 31.
- Ana García-Garre, D. o. (s.f.). Evaluation and Integration of Demand Response and Photovoltaic Generation in Institutional Buildings. 6.
- Anees, A. S. (February 2013). Grid Integration of Renewable Energy Sources: Challenges, Issues and Possible Solutions: Department of Electrical Engineering, IIT Madras, Chennai, India. *IEEE Xplore*, DOI: 10.1109/IICPE.2012.6450514, 6.
- Anees, A. S. (s.f.). Grid Integration of Renewable Energy Sources: Challenges, Issues and Possible Solutions.
- Berkeley, L. (24 April 2015). Demand Response quick assessment tool (DRQAT) for buildings. *Demand Response Research Center*.
- Bindeshwar Singh, J. S. (2017). A review on distributed generation planning. *Renewal and Sustainable Energy Reviews*, 16.
- Carlos Alvarez, A. G. (2004). Assessment and Simulation of the Responsive Demand Potential in End-User Facilities: Application to a University Customer. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8.
- Carlos Álvarez-Bel & Guillermo Escrivá-Escrivá, M. A.-O. (2013). Renewable generation and demand response integration in micro-grids: development of a new energy management and control system. *Energy Efficiency*, 12.
- Carlos Roldan-Blay, G. E.-E.-P.-B. (2017). An optimisation algorithm for distributed energy resources management in micro-scale energy hubs. *Energy*, 10.
- Feldman, D. J. (2019). "Solar Industry Update". *National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States)*, No. NREL/PR-6A20-73992.
- Group/UPV, I. (2014). *DRIP Demand Response in Industrial Production (Simulation tool guide)*. EU Life Project Number: 11 ENV / DE / 340: Environment Policy and Governance Life Programme.
- IRENA, A. I. (2018). "Renewable Energy Prospects for the European Union". *IRENA and the European Commission*.
- Irizar, P., & Cuadrado, M. a. (2012). Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica embarcados en los trenes. *Fundación de los Ferrocarriles Españoles*.
- Javier Rodríguez-García, C. A.-B.-F.-C.-O.-L. (2016). A novel tool for the evaluation and assessment of demand response activities in the industrial sector. *Energy*, 10.
- Lina Montuori, M. A.-O.-B. (2014). Integration of renewable energy in microgrids coordinated with demand response resources: Economic evaluation of a biomass gasification plant by Homer Simulator. *Applied Energy*, 7.
- Mahmoud Pesaran H.Aa, b. P. (2017). A review of the optimal allocation of distributed generation: Objectives, constraints, methods, and algorithms. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19.
- Pearce, J. (2002). Photovoltaics—a path to sustainable futures. . *Futures*, vol. 34, no 7, p. 663-674.
- REE, R. E. (2018). *El sistema eléctrico español Avance 2018*. Madrid.
- Rodríguez-García, J. (2016). A novel tool for the evaluation and assessment of demand response activities in the industrial sector. *Energy*, 10.
- SEIA. (2019). "Solar Industry Research Data" Association, Solar Energy Industries. *Disponibile en: <https://www.seia.org/solar-industry-research-data>*.

- Stolik, D. (2014). La energía FV: oportunidad y necesidad para Cuba. *Economía y Desarrollo*, 152(2), 69-86.
- Varun Mehra\*, R. A. (2018). Estimating the value of demand-side management in low-cost, solar micro-grids. *Energy*, 13.
- Wilson Braga Júnior, W. N. (2014). Analysis of characteristic parameters of commercial photovoltaic modules. *ScienceDirect*, 9.
- Xia, Z. W. (2017). A Portafolio Approach of Demand Side Management. *ScienceDirect*, 6.

### **Bibliografía Capítulo 3**

1. Torriti, J., Hassan, M.G. and Leach, M.: "Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation". Elsevier Energy 35, 2010.pp. 1575-1583.
2. European Commision: "Quarterly Report on European Electricity Markets – 2010 1st Quaterly: January 2010 – March 2010". Market observatory for energy, vol. 3, issue 1. Available online: <http://ec.europa.eu/energy>.
3. Everis & Mercados EMI: "From regional markets to a single European market. Final report". April, 2010. Available online: <http://ec.europa.eu/energy>.
4. Trevino, L.: "Liberalization of the Electricity Market in Europe: An overview of the electricity technology and the market place". College of Management of Technology. Federal Polytechnic School of Lausanne. January, 2008.
5. The birth of a European Distributed EnErgy Energy Partnership that will help the large-scale implementation of distributed energy resources in Europe (EUDEEP), the European Project supported by the Sixth Framework programme for Research and Technological .
6. Álvarez, C., Alcázar-Ortega, M., Escrivá, G, Gabaldón, A. "Technical and economical tools to assess customer demand response in the comercial sector". Elsevier Energy Conversion and Management, 50, pp. 2605-2612, July 2009.
7. Chardon, A., Almén, O., Lewis, P.E., Stromback, J., Château, B.: "Demand Response: A decisive breakthrough for Europe". Capgemini Consulting, 2008.
8. European Transmission System Operators: "Demand Response as a resource for the adequacy and operational reliability of the power systems". 12 January 2007. Available online: <http://www.entsoe.eu>.
9. Ng'uni, A. and Tuan, L.A.: "Interruptible load and demand response: Worldwide picture and the Situation in Sweden. IEEE 38th Annual North American Power Symposium. Carbondale, IL (USA), 17th – 19th September 2006.
10. Andersen, F.M., Jensen, S.G., Larsen, H.V., Meibom, P., Ravn, H., Skytte, K. and Togeby, M.: "Analyses of Demand Response in Denmark". Riso National Laboratory. Ea Energy Analyses. October, 2006.
11. Statnett (The Norwegian System Operator): "Tariff brochure 2010". Available online: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Tariffer-og-avtaler>.
12. Hathaway, G.: "Demand Side Opportunities". Nationalgrid UK. July 9th 2009. Available online: <http://www.nationalgrid.com/uk>.
13. Schneider Electric: "Services & projects: Demand Response Programme". Technical brochure 2010. Available online: <http://www.schneider-electric.co.uk/>.
14. Terna (The Italian TSO): "Grid Code: The code for transmission, dispatching, developing and security of the grid". Chapter 4. November 2005. Available online: <http://www.terna.it>.
15. Comisión Nacional de la Energía. Informe de caracterización de clientes eléctricos nacionales acogidos a la Tarifa Horaria de Potencia en 2004 October 2005. Available Online: <http://www.cne.es>.
16. Ley 82/1890, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía.



17. Ley 49/1984, de 26 de diciembre, sobre explotación unificada del sistema eléctrico nacional.
18. El Marco Legal Estable, economía del sector eléctrico español. *Disponible en: <http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/marcolegalestable.pdf>.*
19. Ley 54/1997 del Sector Eléctrico de 28 de noviembre de 1997.
20. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.2018, R. (s.f.).
21. Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
22. RD 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
23. Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.
24. Bourgain, G (coord.) et al.: "Integrating distributed energy resources into today's electrical system". ExpandDER, June 2009.

#### **Bibliografía Capítulo 4**

- Anees, A. S. (February 2013). Grid Integration of Renewable Energy Sources: Challenges, Issues and Possible Solutions: Department of Electrical Engineering, IIT Madras, Chennai, India. *IEEE Xplore*, DOI: 10.1109/IICPE.2012.6450514, 6.
- Rodríguez-García, J. (2016). A novel tool for the evaluation and assessment of demand response activities in the industrial sector. *Energy*, 10.

#### **Bibliografía Capítulo 5**

- UPV, U. P. (2018). ARWU 2018. <https://www.upv.es/noticias-upv/noticia-10328-arwu-2018-es.html> 15 de agosto de 2018.
- UV. (2019). Universitat de València (UV). La Universitat de València, tercera mejor de España en el ranking de Taiwán de investigación. *Universitat de València (UV). La Universitat de València, tercera mejor de España en el ranking de Taiwán de investigación* <https://www.uv.es/uvweb/uv-noticies/es/formats-periodistics/opinion/universitat-valencia-tercera-mejor-espana-rankin>.

#### **Otras fuentes consultadas:**

- Orden IET/2444/2014**, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.
- RD 222/2008**, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- RD-ley 14/2010**, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Orden ITC/1723/2009**, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009.
- Orden ITC 2794/2007** de 27 de septiembre, por el que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de octubre de 2007.
- Orden IET/3586/2011**, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- RD 1054/2014**, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores.

**La Orden Ministerial ITC/3860/2007**, de 28 de diciembre en su Disposición adicional primera sobre Plan de sustitución de equipos de medida estipula: "Todos los contadores de medida en suministros de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW deberán ser sustituidos por nuevos equipos que permitan la discriminación horaria y la telegestión antes del 31 de diciembre de 2018."

**RD 325/2008**, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

**RD 1370/2006**, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de Emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012.

**RD 1722/2012**, por el que se desarrollan aspectos relativos a la asignación de emisión en el marco de la Ley 1/2005, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. [www.magrama.es](http://www.magrama.es).

**Fundamentals of Power System Economics** (Daniel Kirschen, Goran Strbac)-University of Manchester Institute of Science&Technology (UMIST, UK) 2004.

**Regulation of the Power Sector** (Ignacio J. Pérez - Arriaga)-Instituto de Investigación Tecnológica Universidad Pontificia Comillas Madrid Spain. London 2013.

**Handbook of Risk Management in Energy Production and Trading** (Raimund M. Kovacevic Department of Statistics & OR University of Vienna Austria, Georg. Ch. Pflug Department of Statistics & OR University of Vienna Austria, Maria Teresa Vespucci Department of IT & Mathematical Methods University of Bergamo Italy). Media New York 2013.

**Gestión del Riesgo del Negocio Eléctrico Global de una Empresa Energética.** Autor: Domingo José Laino García. Madrid, Septiembre 2008. Universidad Pontificia Comillas. Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Instituto de Postgrado y Formación Continua.

**Aplicación de Instrumentos Financieros en el Sector Eléctrico.** Jose Luis Arriagada Carrazana. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería.

**Renewable generation and demand response integration in micro-grids:** development of a new energy management and control system. Publicación 120711 Springer Journal ENEF. Carlos Álvarez Bel, Guillermo Escrivá Escrivá, Manuel Alcázar-Ortega. Institute for Energy Engineering, Universitat Politècnica de València. [calvarez@die.upv.es](mailto:calvarez@die.upv.es).

**Energy Risk:** Valuing and Managing Energy Derivatives. Includes Electricity Natural Gas and Other Energy Markets. Dragana Pilipovic (1998).

**Paper The energy market (Abril 2008):** From energy products to energy derivatives and in between. VU University Amsterdam, Faculty of Sciences Business Mathematics and Informatics. De Boelelaan 1081a, 1081 HV Amsterdam. Author: Christel Nijman, Supervisor: Sandjai Bhulai.

**Paper Renewable generation and demand response integration in micro-grids:** Development of a new energy management and control system. Carlos Álvarez Bel, Guillermo Escrivá Escrivá, Manuel Alcázar-Ortega. Institute for Energy Engineering Universitat Politècnica de València, Spain. [calvarez@die.upv.es](mailto:calvarez@die.upv.es)

**Tesis Doctoral:** Los precios del mercado mayorista de electricidad como expresión de la participación activa de la demanda: aplicación de la economía experimental.

Programa: Gestión Eficiente de la Energía Eléctrica Autor: D. Carlos Arturo Ramírez Escobar Director de tesis: Dr. Carlos Álvarez Bel Junio de 2012.

**ELSEVIER:** Renewable and Sustainable Energy Reviews (2010). "Life cycle assessment of solar PV based electricity generation systems". A.F. Sherwani: Department of Mechanical Engineering, HIT, Sharda University, Greater Noida 201306, India, J.A. Usmani: Department of Mechanical Engineering, Jamia Millia Islamia, New Delhi 110025, India, Varun: Mechanical Engineering Department, National Institute of Technology, Hamirpur 177005, India.

**ELSEVIER:** Applied Energy (2013). "Comparative analysis of concentrating solar power and photovoltaic technologies: Technical and environmental evaluations" U. Desideri, F. Zepparelli, V. Morettini, E. Garroni, Department of Industrial Engineering, University of Perugia, Via G. Duranti 93, 06125 Perugia, Italy.

**ELSEVIER:** Environmental Sustainability (2013) "Energy and carbon footprint: numbers matter in low energy and low carbon choices" Debrupa Chakraborty and Joyashree Roy. Netaji Nagar College, 170/436, N.S.C. Bose Road, Kolkata 700092, India 2 Jadavpur University, 188 Raja S.C. Mullick Road, Kolkata 700032, India.

**ELSEVIER:** Solar Energy Materials & Solar Cells (2013). "Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems" M.J.(Mariska) de Wild-Scholten. SmartGreenScans, Wagenmakersweg 22,1873GHGroet, The Netherlands.

**ELSEVIER:** Renewable and Sustainable Energy Reviews (2013) "Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems". Jinqing Peng, Lin Lu, Hongxing Yang. Renewable Energy Research Group (RERG), Department of Building Services Engineering, The Hong Kong Polytechnic University, HongKong, China.

**ELSEVIER:** Journal of Cleaner Production (2014) "Carbon footprint of polycrystalline photovoltaic systems". Nikolaos Stylos, Christopher Koroneos. Unit of Environmental Science and Technology, National Technical University of Athens 9, Heron Polytechniou Street, Zographou Campus, Athens 157 73, Greece.