



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH
Escola d'Enginyeria de Barcelona Est

TRABAJO DE FIN DE GRADO

Grado en Ingeniería Eléctrica

**APORTACIÓN AL ANÁLISIS DEL MARCO REGULADOR DEL
AUTOCONSUMO EN ESPAÑA MEDIANTE EL ESTUDIO
COMPARADO DE DISTINTAS SOLUCIONES REGULADORAS**



Memoria

Autora: Ana Muñoa Ubis
Director: Jordi de la Hoz Cases
Convocatoria: Junio 2018

Resumen

En los últimos años y sobre todo el pasado invierno, el precio de la luz se disparó y el nuevo año no comenzó mejor, con el anuncio de la subida del precio de la luz. Es de suponer que estas subidas se sustentan en intereses, ya que el modelo energético actual está anticuado, centralizado y controlado por unas pocas empresas. Además, en España sufrimos una gran dependencia energética hacia el exterior, aun siendo un país que, por sus recursos, podría no solo autoabastecerse energéticamente, sino también basar su economía en la producción de energía.

Europa ya está avanzando hacia la denominada “transición energética” con sus inherentes mejoras medioambientales, sociales y económicas. Apuesta sobre todo por el autoconsumo energético y la descentralización de la producción energética mediante el desarrollo de Redes Inteligentes. España, sin embargo, lleva estancada en cuanto a términos de desarrollo del autoconsumo desde 2008 debido a la incertidumbre creada por los numerosos cambios en la regulación, lo cual provocó un gran desinterés que se acentuó en 2015 con la publicación del Real Decreto 900/2015. Este documento, el cual regula las instalaciones de autoconsumo, volvió a crear una controversia con la introducción de un “impuesto a sol”, desorientando aún más a la gente. Así, ya nadie parece saber qué posibilidades caben y cómo se podrían llevar a cabo.

Es por ello que este documento pretende aclararlo, definiendo y contextualizando el autoconsumo fotovoltaico y analizando su regulación. Además, se identifican otros marcos regulatorios europeos y se desarrolla el de Dinamarca con objeto de ampliar los horizontes una vez conocida la situación en España. Por último, se ofrece una comparativa entre ambos marcos regulatorios.

Resum

En els darrers anys i sobretot el passat hivern, el preu de la llum es va disparar i el nou any no va començar millor, amb l'anunci de la pujada del preu de la llum. Es de suposar que aquestes pujades se sustenten en interessos, ja que el model energètic actual està antiquat, centralitzat i controlat per unes poques empreses. A més a més, a Espanya patim una gran dependència energètica cap a l'exterior, tot i ser un país que, pels seus recursos, podria no només autoproveir-se energèticament, sinó també basar la seva economia en la producció d'energia.

Europa ja està avançant cap a l'anomenada "transició energètica", amb les seves inherents millores mediambientals, socials i econòmiques. Aposta sobretot per l'autoconsum energètic i la descentralització de la producció energètica mitjançant el desenvolupament de Xarxes Intel·ligents. Espanya, no obstant, porta estancada en quant a termes de desenvolupament de l'autoconsum des de 2008 degut a la incertesa creada pels nombrosos canvis en la regulació, la qual cosa va provocar un gran desinterès que es va accentuar al 2015 amb la publicació del Reial Decret 900/2015. Aquest document, el qual regula les instal·lacions d'autoconsum, va tornar a crear una controvèrsia amb la introducció d'un "impost al sol", desorientant encara més a la gent. Així doncs, ja ningú sembla saber quines possibilitats caben i com podrien dur-se a terme.

És per això que aquest document pretén aclarir-ho, definint i contextualitzant l'autoconsum fotovoltaic i analitzant la seva regulació. A més a més, s'identifiquen altres marcs regulatoris europeus i es desenvolupa el de Dinamarca amb l'objectiu d'ampliar els horitzons una vegada coneguda la situació a Espanya. Per últim, s'ofereix una comparativa entre ambdós marcs regulatoris.

Abstract

In recent years and especially last winter, the price of electricity soared and the new year did not start better, with the announcement of the rise in energy prices. It is to be assumed that these increases are based on interest, that the current energy model is outdated, centralized and controlled by a small number of companies. What is more, Spain is very dependent on external energy resources, currently importing a significant portion of energy from foreign sources, a disconcerting fact when one considers that the existing resources of Spain not only could self-sustain its energy requirements, but also make the production of energy a key component of the country's overall economy.

Europe is already moving towards the so-called "energy transition" with its inherent environmental, social and economic goals. It is mainly committed to energy self-consumption and the decentralization of energy production through the development of Intelligent Networks. Spain, however, is at an impasse in terms of self-consumption development since 2008 due to the uncertainty created by the numerous changes in regulation, provoking a great disinterest that was further accentuated in 2015 with the publication of Royal Decree 900/2015. This document, which regulates self-consumption facilities, created great controversy with the introduction of a "sun tax", further perplexing people. Thus, no one appears to know what possibilities exist or how to move forward and end this current stalemate.

For the above mentioned reasons, the main purpose of this document is to clarify: defining and contextualizing photovoltaic self-consumption, as well as analysing its existing regulation. In addition, an examination of other European regulatory frameworks is offered, focusing particular attention on the Danish model in order to broaden horizons once the situation in Spain is known. And finally, to conclude, a comparison between both regulatory frameworks is offered.

Agradecimientos

Al ponente del trabajo Jordi de la Hoz Cases, por la oportunidad de realizar con él el proyecto, así como a todos los profesores y a todas las personas que de alguna manera me han ayudado a lo largo de mis estudios y en la realización de este trabajo.

Dedicatoria

A todos los que me han apoyado y han confiado en mi trabajo y dedicación a esta carrera, en especial a mis padres, a mi hermana y a mi abuelo.

Índice Memoria

RESUMEN	I
RESUM	II
ABSTRACT	III
AGRADECIMIENTOS	IV
ÍNDICE MEMORIA	V
ÍNDICE FIGURAS	VIII
ÍNDICE TABLAS	X
GLOSARIO	XI
1. PREFACIO	1
1.1. Origen del proyecto	1
1.2. Motivación	1
1.3. Requerimientos previos.....	1
2. INTRODUCCIÓN AL PROYECTO	2
2.1. Objetivos	2
2.2. Metodología.....	2
2.3. Alcance	3
2.4. Planificación	3
3. INTRODUCCIÓN AL CONCEPTO DE AUTOCONSUMO Y CONTEXTUALIZACIÓN DE SUS DIFERENTES MODALIDADES	4
3.1. Paridad de Red, Paridad de Generación y Generación Distribuida	6
3.2. Definición de autoconsumo eléctrico.....	12
3.2.1. Tipos de autoconsumo eléctrico	13
3.2.2. Nuevos marcos regulatorios del autoconsumo	19
3.3. Identificación de los marcos europeos actuales	21
3.3.1. Bélgica.....	22
3.3.2. Dinamarca.....	23
3.3.3. Finlandia.....	23
3.3.4. Francia	24

3.3.5.	Alemania.....	24
3.3.6.	Italia	25
3.3.7.	España	26
3.3.8.	Suecia.....	26
3.3.9.	Holanda	27
3.3.10.	Reino Unido.....	28
3.3.11.	Grecia.....	29
3.3.12.	Portugal	30
3.3.13.	Tabla comparativa de los diferentes marcos reguladores	31
4.	ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN DEL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA _____	35
4.1.	Análisis de la factura eléctrica española: la tarifa de acceso	35
4.2.	Evolución de la regulación española referente al autoconsumo.....	40
4.3.	Análisis del RD 900/2015, de 9 de octubre.....	44
4.3.1.	Modalidad de autoconsumo tipo 1.....	45
4.3.2.	Modalidad de autoconsumo tipo 2.....	47
4.3.3.	Peaje de respaldo o “impuesto al sol”	49
4.3.4.	Elementos de acumulación	51
4.3.5.	Régimen sancionador.....	51
4.4.	Presencia de la producción fotovoltaica en España en relación a los cambios en la regulación	52
5.	ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN DEL AUTOCONSUMO EN DINAMARCA ____	53
5.1.	Análisis de la factura eléctrica danesa: la tarifa PSO	53
5.1.1.	La tarifa PSO	61
5.2.	Evolución de la regulación danesa referente al autoconsumo.....	63
5.3.	Análisis del BEK 999/2016.....	65
5.3.1.	Grupos de liquidación neta	67
5.4.	Análisis del “Promotion of Renewable Energy Act” (Act 119/2018).....	69
5.5.	Nuevas tendencias: Nuevo modelo de soporte para energía eólica y solar en 2018-2019	71
5.6.	Presencia de la producción fotovoltaica en Dinamarca en relación a los cambios en la regulación	72
6.	ANÁLISIS COMPARATIVO DEL MARCO REGULADOR ESPAÑOL Y DANÉS EN TÉRMINOS DE AUTOCONSUMO _____	74
6.1.	Mercado eléctrico	74

6.2. Factura eléctrica.....	76
6.3. Marcos regulatorios del autoconsumo	79
6.4. Presencia, evolución y nuevas tendencias del autoconsumo.....	82
CONCLUSIONES	84
TRABAJOS FUTUROS	86
BIBLIOGRAFÍA	87

Índice Figuras

Figura 3.1. Diferencia entre autoconsumo (<i>self-use</i>) y autosuficiencia (<i>self-sufficiency</i>)	5
Figura 3.2. Ilustración simplificada de la Paridad de Red	7
Figura 3.3. Evolución del LCOE para sistemas FV con diferentes irradiaciones solares bajo dos escenarios	8
Figura 3.4. Evolución del precio de la electricidad al por menor y el LCOE FV en Madrid, España	8
Figura 3.5. Ilustración simplificada de la paridad de red y la paridad de generación	9
Figura 3.6. Escenario A: Antes de la Paridad de Red	10
Figura 3.7. Escenario B: Entre la paridad de red y la paridad de generación	10
Figura 3.8. Escenario C: Después de la paridad de generación	11
Figura 3.9. Generación centralizada vs generación distribuida	11
Figura 3.10. Curva de potencia en funcionamiento directo	14
Figura 3.11. Esquema de funcionamiento directo	14
Figura 3.12. Curva de potencia del autoconsumo instantáneo parcial	15
Figura 3.13. Esquema de autoconsumo instantáneo parcial	15
Figura 3.14. Curva de potencia del autoconsumo con acumulación de excedentes en baterías	16
Figura 3.15. Esquema de autoconsumo con acumulación en baterías aislada	17
Figura 3.16. Esquema de autoconsumo con acumulación en baterías conectada a red	17
Figura 3.17. Curva de potencia de autoconsumo con excedentes inyectados a red	18
Figura 3.18. Esquema de autoconsumo con acumulación en baterías conectada a red	18
Figura 3.19. Capacidad fotovoltaica conectada acumulada [MW] a finales de 2016 en la UE y capacidad fotovoltaica conectada instalada en 2016 en la UE [MW]	34
Figura 4.1. Cambios en las tarifas para los consumidores residenciales en 2012-2014	37
Figura 4.2. Tarifas de alta tensión	39
Figura 4.3. Tarifas de baja tensión	39
Figura 4.4. Antecedentes al Real Decreto 900/2015	44
Figura 4.5. Esquema de contadores requeridos para la modalidad de autoconsumo tipo 1	46
Figura 4.6. Esquema de contadores requeridos para la modalidad de autoconsumo tipo 2	48

Figura 4.7. Esquema de contadores requeridos para la modalidad de autoconsumo tipo 2 para titulares únicos con instalaciones $P \leq 100$ kW	48
Figura 4.8. Cargos fijos en función de la potencia	50
Figura 4.9. Cargos variables por energía autoconsumida	50
Figura 4.10. Importe máximo de diferentes infracciones muy graves (M€)	51
Figura 4.11. Potencia instalada anualmente y acumulada en España en función de la regulación	52
Figura 5.1. Relaciones entre los participantes en el mercado antes y después de DataHub	55
Figura 5.2. Esquema del modelo centralizado de suministro de energía danés	55
Figura 5.3. Esquema del proceso de facturación mediante DataHub	56
Figura 5.4. Precios de la energía en el sector residencial para los países europeos en la primera mitad de 2017	60
Figura 5.5. Desglose porcentual de la factura eléctrica danesa	60
Figura 5.6. Evolución tarifa PSO en función del precio de mercado	62
Figura 5.7. Capacidad instalada en MW en Dinamarca	72
Figura 5.8. Mapa de la producción y transmisión de electricidad Dinamarca	73
Figura 6.1. Representación del término fijo y variable de la factura en España y Dinamarca	76
Figura 6.2. Desglose de las facturas eléctricas española y danesa	78
Figura 6.3. Precios de la energía para el sector residencial en España, Dinamarca y Europa en la primera mitad de 2017	78
Figura 6.4. Potencia instalada anual España vs Dinamarca	83

Índice Tablas

Tabla 3.1. Tabla comparativa de los diferentes marcos regulatorios europeos _____	32
Tabla 3.2. Tabla comparativa de los diferentes marcos regulatorios europeos _____	33
Tabla 5.1. Especificación de la tarifa PSO para el Q2 de 2018 _____	62
Tabla 5.2. Bonos para la tecnología fotovoltaica según el LBK 119/2018 _____	70
Tabla 6.1. Comparativa de los términos de las facturas españolas y danesas _____	77
Tabla 6.2. Comparativa de los marcos reguladores español y danés _____	81

Glosario

SE – Sistema Eléctrico

FV – Fotovoltaico(s)

RESs - Recursos energéticos renovables (Reneweable Energy Sources)

RD – Real Decreto

REBT – Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

RAIPRE – Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica

LSE – Ley de Sector Eléctrico

FiT – Fit in Tariff (primas)

DEA – Agencia Danesa de Energía (Danish Energy Agency)

PSO – Tarifa de Obligaciones del Servicio Público (Public Service Obligation)

METAD – Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital de España

IEA – International Energy Agency

LCOE – Levelized Cost Of Electricity

1. Prefacio

1.1. Origen del proyecto

El presente proyecto nace de un interés personal hacia el ámbito de las energías renovables ya que, bajo mi punto de vista, a día de hoy son la única alternativa viable que nos permitirá seguir avanzando no solo tecnológicamente sino también social y políticamente.

El hecho de que el enfoque del trabajo no sea únicamente técnico, nace de la problemática con la que me he encontrado pues, a pesar de la sencillez de la tecnología fotovoltaica y de su potencial, su presencia en el estado español es escasa, aun siendo de las energías renovables más utilizadas, ya que, existen muchos problemas administrativos y legislativos para su implementación.

1.2. Motivación

Mi motivación principal a la hora de realizar este proyecto se basa en un interés por profundizar en todo lo que concierne al autoconsumo mediante tecnología fotovoltaica en cuestiones de aplicación y uso particular, para poder analizar y explicar su estado en España.

Debido a que el tema es bastante incierto hoy en día, con tantos cambios en los últimos años, se ha perdido el interés en la tecnología fotovoltaica, ya poca gente parece tener claro cómo se regula y que posibilidades caben. Esto lleva a un estancamiento, en el que nos encontramos desde 2015, por lo que considero importante y necesario tratar el tema y promoverlo.

1.3. Requerimientos previos

En cuanto a los requerimientos previos para la elaboración de este trabajo, destacaré sobre todo la base técnica genérica adquirida a lo largo de toda la carrera de Ingeniería Eléctrica, así como la introducción a temas más específicos en las últimas asignaturas y optativas vistas.

Además, considero necesarios otros conocimientos que van más allá de la ingeniería, como la introducción a temas relacionados con el derecho, las ciencias políticas y la economía. Estos últimos se han visto en esta última parte de la carrera. Por supuesto, no han sido vistos en profundidad, pero sí algunas nociones complementarias para la ingeniería que me han sido de gran utilidad en la elaboración de este trabajo. Sobre todo, destacaré el autoaprendizaje logrado gracias a la motivación e interés adquirido en dichas asignaturas.

2. Introducción al proyecto

A modo de introducción se propone, primero definir los objetivos que se fijan para el estudio y realización del proyecto, la metodología que se seguirá para el desarrollo de estos, el alcance que se pretende lograr con el mismo proyecto, así como la planificación que se establece para repartir el tiempo del que se dispone para poder abarcar cada uno de los objetivos.

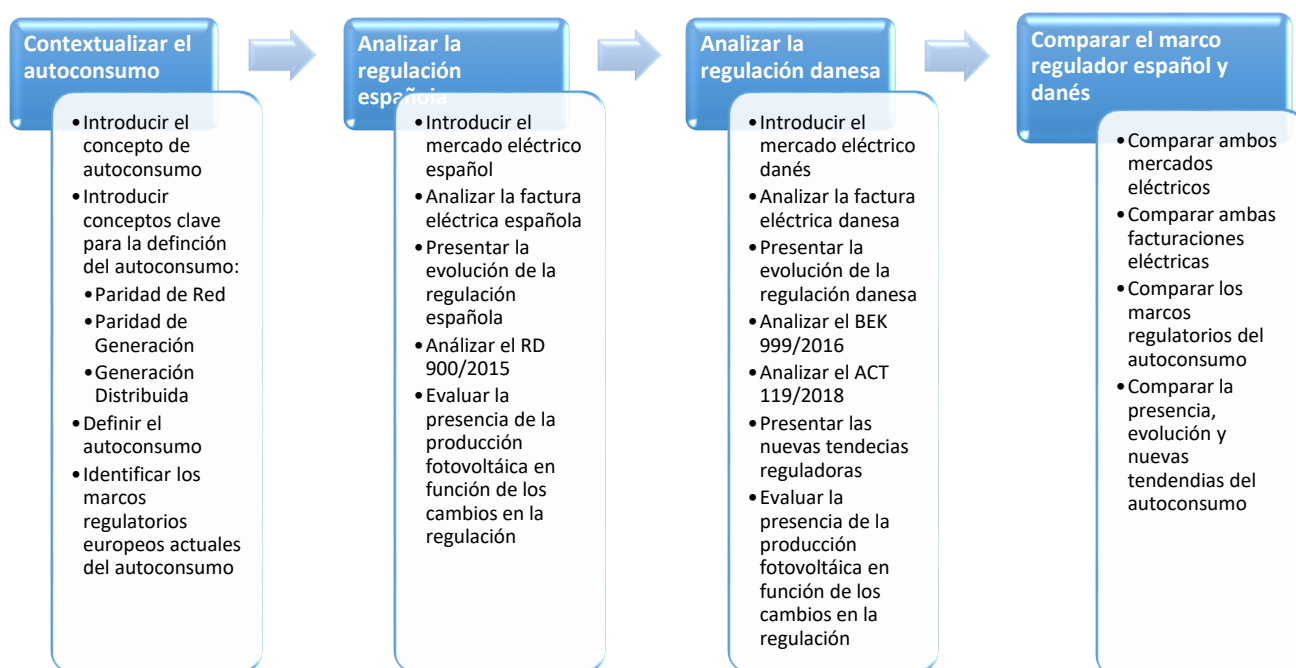
2.1. Objetivos

El presente proyecto tiene como propósito principal definir y analizar el funcionamiento del marco regulador del autoconsumo en España. Además, de analizar el autoconsumo desde diferentes esquemas reguladores, con objeto de indagar en las limitaciones regulatorias que se pueden presentar a la hora de desarrollar una instalación de autoconsumo conectada a red.

Para ello se establecen los siguientes objetivos:

- 1º Contextualizar el autoconsumo.
- 2º Describir y analizar el marco del autoconsumo en España.
- 3º Describir y analizar el marco del autoconsumo en Dinamarca.
- 4º Realizar un estudio comparativo entre el caso español y danés

2.2. Metodología

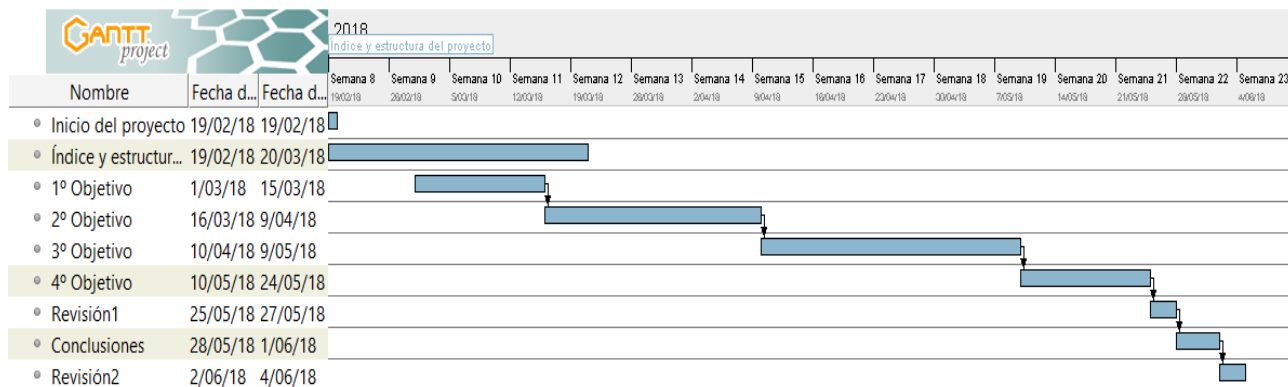


2.3. Alcance

- Introducción al concepto de autoconsumo mediante la definición de términos como Paridad de Red, Paridad de Generación y Generación Distribuida.
- Definición detallada del autoconsumo eléctrico, estudiando sus diferentes tipologías ya sea a nivel técnico como a nivel regulatorio.
- Identificación de los marcos europeos actuales referentes al autoconsumo.
- Presentación de todos ellos en una tabla comparativa.
- Introducción al mercado eléctrico español y danés.
- Análisis de la factura eléctrica española y danesa.
- Evolución de la regulación referente al autoconsumo en España y Dinamarca.
- Análisis de la regulación actual vigente en términos de autoconsumo para España y Dinamarca.
- Presencia del autoconsumo a lo largo de los años en función de la regulación vigente en los mismos para el caso español y danés.
- Nuevas tendencias en términos de regulación y apoyo para las energías renovables en Dinamarca.
- Análisis comparativo entre el funcionamiento del mercado eléctrico español y danés.
- Análisis comparativo del procedimiento de facturación en España y Dinamarca.
- Análisis comparativo de la regulación, apoyos y tendencias en cuanto a producción fotovoltaica destinada principalmente al autoconsumo entre España y Dinamarca.
- Conclusiones sobre el estado del autoconsumo en España, Dinamarca, Europa y el mundo.
- Presentación de posibles trabajos futuros en relación al desarrollo del mismo proyecto.

2.4. Planificación

Con el fin de completar todos estos objetivos en el cuatrimestre indicado para la realización del presente proyecto, se establece una planificación que se detalla en el siguiente Diagrama de Gantt:



3. Introducción al concepto de autoconsumo y contextualización de sus diferentes modalidades

Tradicionalmente, el concepto de autoconsumo o consumo propio de energía eléctrica (consumo de energía por la misma persona física o jurídica que la genera), se ha venido aplicando en instalaciones de cogeneración dentro del régimen especial de producción de energía eléctrica.

Actualmente, otras tecnologías como la fotovoltaica o la eólica, están en condiciones de suministrar energía eléctrica para autoconsumo de una manera competitiva, según el recurso disponible y coste de la instalación, lo que ha despertado el interés por este concepto.

En este documento, se analizará el autoconsumo mediante la tecnología fotovoltaica debido a que es el punto de mira de desarrollo del mismo, por la sencillez y facilidad de implementación de los sistemas fotovoltaicos (FV). Por lo tanto, de ahora en adelante, cada vez que se nombre el autoconsumo, se referirá a autoconsumo fotovoltaico.

El neologismo “prosumer” o “prosumidor” en castellano, es un nuevo concepto que se usa ampliamente hoy en día y se refiere a un consumidor de electricidad que produce electricidad para sustentarse de la misma. La palabra se basa en la asociación de “productor” y “consumidor”. Por lo que podríamos concluir que un prosumidor es un autoconsumidor en el sentido más estricto de la palabra [1].

No debemos confundir autoconsumo con autosuficiencia. Estos conceptos son completamente diferentes, pero ambos juegan papeles importantes en el debate sobre el desarrollo de prosumidores. El ratio de autoconsumo describe el uso local de electricidad fotovoltaica mientras que el ratio de autosuficiencia describe como la producción fotovoltaica puede cubrir las necesidades del lugar donde está instalada la planta [2]. En la Figura 3.1 podemos apreciar gráficamente la diferencia entre estos dos conceptos.

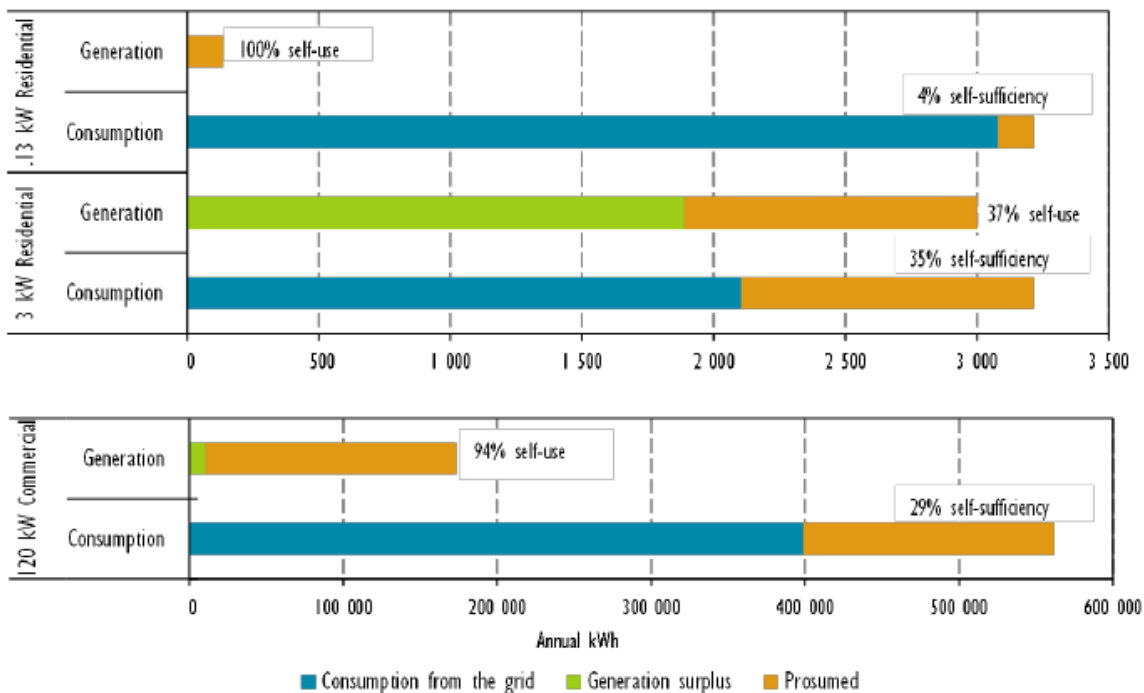


Figura 3.1. Diferencia entre autoconsumo (*self-use*) y autosuficiencia (*self-sufficiency*)
 Fuente: IEA

Como se observa para el caso Comercial con 120 kW de potencia instalada, la instalación fotovoltaica genera anualmente en torno a 180.000 kWh, de esta generación el 94% es autoconsumida y el 6% restante es el excedente o sobrante, esto puede deberse a que, por falta de equipos de acumulación, en el momento en el que esa energía se generaba, el consumo de dicho comercio estaba colmado y esta energía o se pierde o se gestiona si existe un marco regulatorio que lo permita.

Ahora bien, el consumo total que tiene el comercio es aproximadamente 569.200 kWh anuales de los cuales solo el 29% procede de energía generada por la instalación fotovoltaica, por lo tanto, este comercio cuenta con un 29% de autosuficiencia ya que, si se interrumpiera el soporte de la red, solo podría autoabastecerse en un 29% de su consumo medio. Sin embargo, esta instalación cuenta con una ratio del 94% de autoconsumo, ya que consume el 94% de la energía que genera.

Lo mismo ocurre para los casos residenciales, en azul se muestra el consumo que proviene de energía suministrada por la red, en verde el excedente de generación de la planta fotovoltaica y en naranja la energía “prosumida”.

El presente proyecto trata de analizar las principales limitaciones actuales relacionadas con la producción de electricidad fotovoltaica para uso local, por lo tanto, en este estudio, la relación de autosuficiencia no será el foco ya que tiene poco que ver con este problema.

Una vez introducido el concepto de autoconsumo, se procede a analizarlo en detalle mediante la contextualización de las diferentes modalidades existentes. Para ello, con fin de ubicar el origen y razón de dichas modalidades, primero se analizan conceptos clave introductorios, como lo son la paridad de red, la paridad de generación y la generación distribuida. Después, se procede a definir ampliamente el autoconsumo eléctrico estudiando sus diferentes variantes. Y, por último, se abarca una identificación de los nuevos marcos regulatorios europeos actuales.

3.1. Paridad de Red, Paridad de Generación y Generación Distribuida

La **Paridad de Red** (Grid Parity), es un concepto económico aplicable al autoconsumo. Se dice que una tecnología ha alcanzado la Paridad de Red, cuando el coste de su producción eléctrica es igual o inferior al coste de la energía obtenida del sistema eléctrico. Se pueden distinguir tres tipos de Paridad de Red:

- Punto de consumo aislado: el coste de la autoproducción es igual o inferior al coste de desarrollar las redes hasta el punto de consumo más el coste del suministro posterior.
- Coste de generación: el coste de autoproducción es igual o inferior al coste de generación del sistema eléctrico centralizado.
- Coste total de suministro: el coste de autoproducción es igual o inferior al coste total del suministro de un sistema centralizado, que incluiría los costes de generación, transporte y distribución y otros costes que deban ser sufragados.

La definición más común de Paridad de Red se refiere a la de coste total de suministro, ya que, en términos de autoconsumo conectado a red, tiene en cuenta todos los factores. Se define como la intersección del precio de la energía generada por un sistema, en este caso fotovoltaico, y el precio de la producción de electricidad convencional [3]. En otras palabras, la dinámica del modelo de paridad de red fotovoltaica se basa en la relación histórica de las dos tendencias: la disminución de los costos de producción fotovoltaica y el aumento constante de los precios de la electricidad [4].

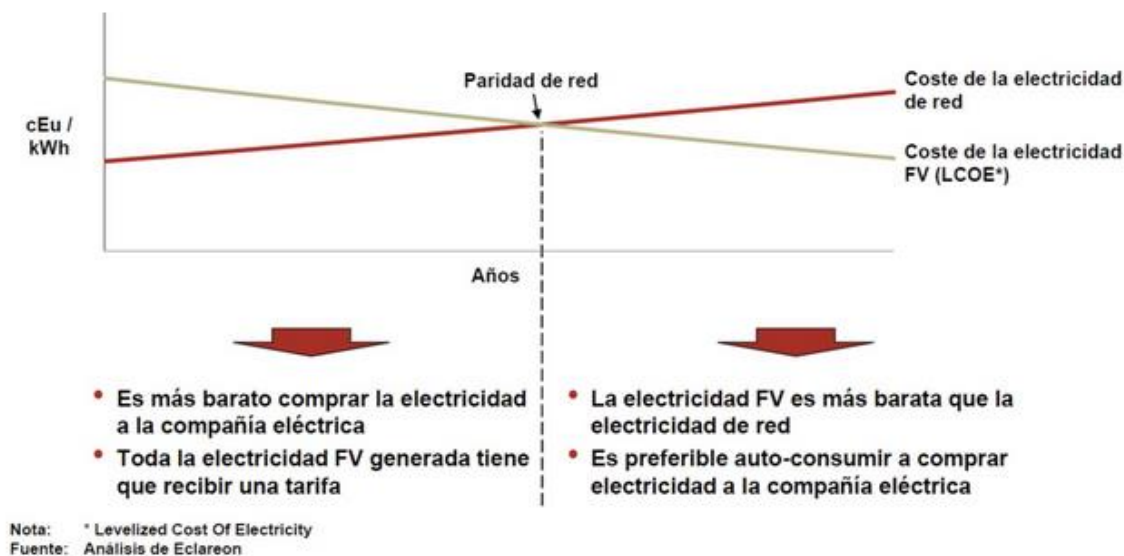


Figura 3.2. Ilustración simplificada de la Paridad de Red

Fuente: [5]

Así vemos que, cuando se alcanza la Paridad de Red es económicamente preferible autoconsumir la propia energía generada a comprarla a cualquier distribuidora.

El costo de la producción de energía fotovoltaica se expresa como LCOE (Levelized Cost Of Electricity), que define el coste teórico constante requerido para la producción de 1 kWh mediante un sistema FV durante toda su vida útil [6].

El documento *Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution* [7], presenta un modelo matemático analítico para el cálculo de este coste, en el que se detallan ampliamente todas sus variables a tener en cuenta y se desarrolla el modelo de cálculo.

En la Figura 3.3 se muestra una previsión de evolución del LCOE para sistemas FV según la modelización matemática de este documento. Se comparan diferentes irradiaciones globales de 1300, 1800 y 2300 kW/m²/año correspondientes respectivamente a ubicaciones en Alemania, España y California bajo dos escenarios relacionados con la capacidad acumulada instalada.

En el escenario de la izquierda, se considera que los sistemas FV proporcionarán el 6% de la producción anual de electricidad en 2050 y en el de la derecha, un escenario más ambicioso, en el que se espera el 11% de producción FV respecto al total de la producción de electricidad anual.

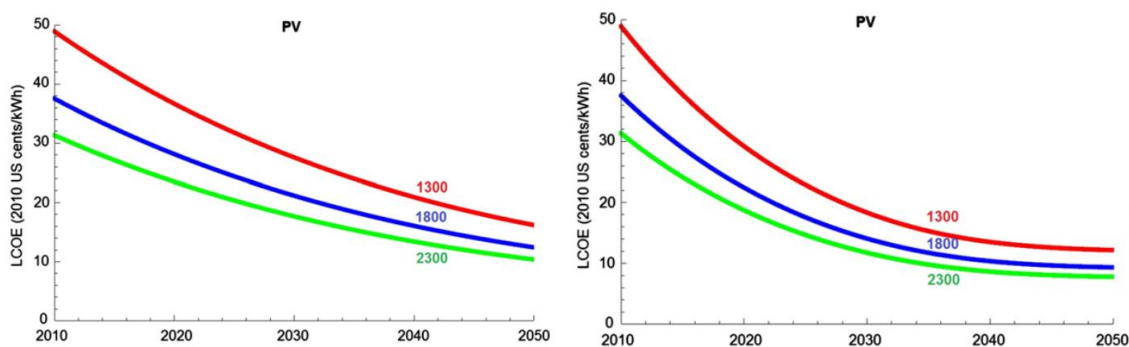


Figura 3.3. Evolución del LCOE para sistemas FV con diferentes irradiaciones solares bajo dos escenarios
Fuente: [7]

Podemos apreciar, que las reducciones de los costos de electricidad FV son más pronunciadas en el escenario de la derecha, especialmente durante las dos primeras décadas. Sin embargo, las diferencias a largo plazo (2050) no son tan marcadas, ya que en ambos casos el costo de la electricidad FV representa entre un 33% y 25% de su valor en 2010 [7].

Por lo tanto, nos encontramos con una situación en el que el LCOE no para de bajar debido, sobre todo, al creciente desarrollo de la tecnología, la competitividad del mercado internacional y el aumento importante y constante en el precio de la electricidad al por menor. Por el contrario, los costes de energía del sistema tradicional de red no paran de subir debido a la antigüedad del mismo, así como al encarecimiento de los recursos de los que este sistema se sustenta en su mayor parte.

En la Figura 3.4 se muestra una representación gráfica proporcionada por un documento de “ECLAREON” de análisis de la paridad de red en diferentes países, en el que muestra la ya alcanzada paridad de red en España en el año 2012.

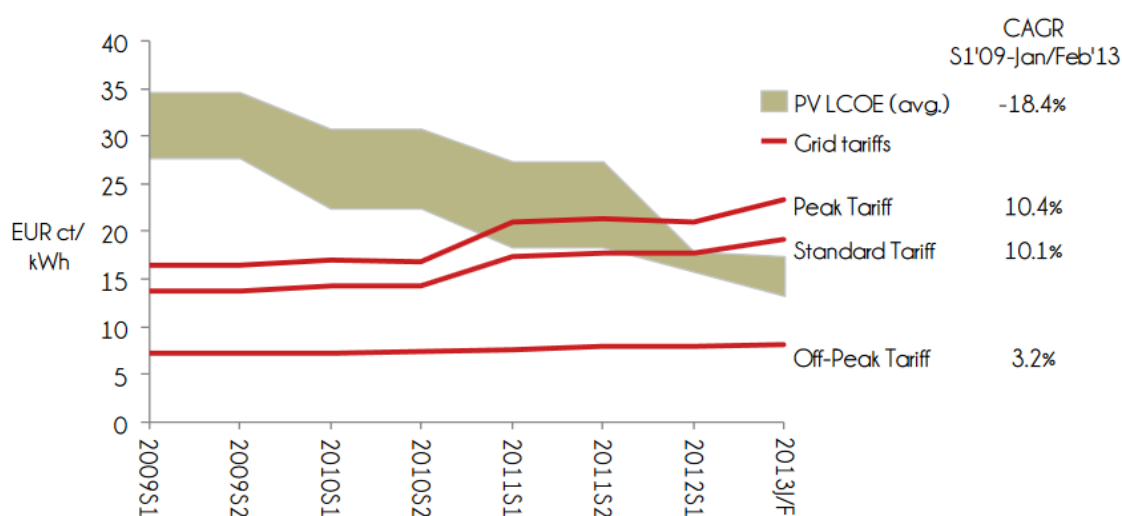


Figura 3.4. Evolución del precio de la electricidad al por menor y el LCOE FV en Madrid, España
Fuente: [6]

Además del aumento gradual de los precios de la energía debido al encarecimiento de las materias primas de las que se sustenta el mercado eléctrico actual, España también se vio afectada por el aumento del IVA del 18% al 21%.

Por lo tanto, se concluye que la ya alcanzada paridad de red representa una excelente oportunidad para desarrollar un modelo energético sostenible basado en el autoconsumo ya sea en España, o en cualquier otro país en el que se haya alcanzado. Desde un punto de vista económico, es de la paridad de red de donde nace el interés por la idea de autoconsumo.

Pero antes de pasar a desarrollar el concepto de autoconsumo, es interesante definir el concepto de Paridad de Generación para estudiar los tres escenarios posibles en los que se puede encontrar un país en referencia a la Paridad de Red.

La **Paridad de Generación** representa el momento en el que la tecnología fotovoltaica además comienza a ser rentable si inyectamos a la red toda la producción de nuestra instalación fotovoltaica.

En la Figura 3.5 se muestra de manera esquemática la diferencia entre Paridad de red y Paridad de Generación, que forman tres escenarios posibles.

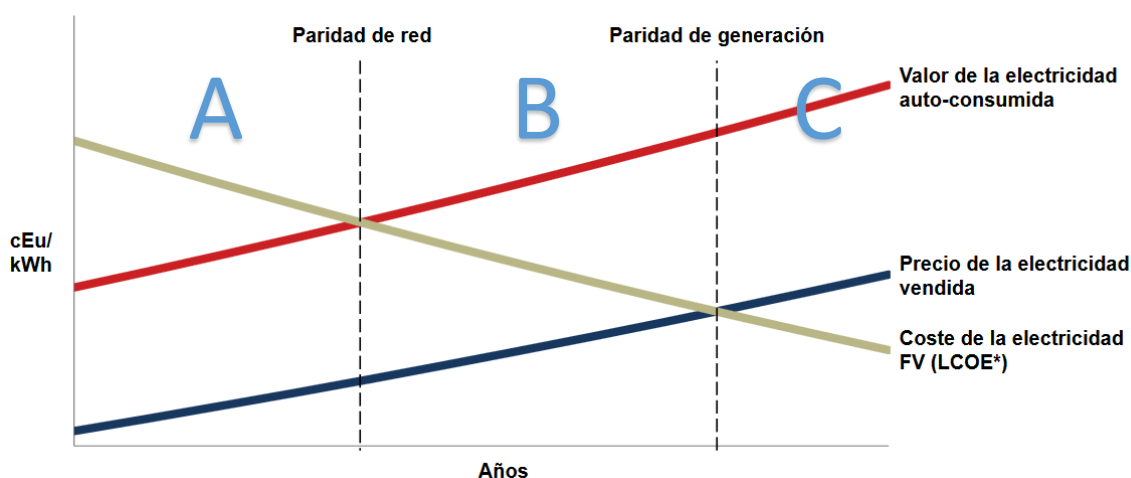
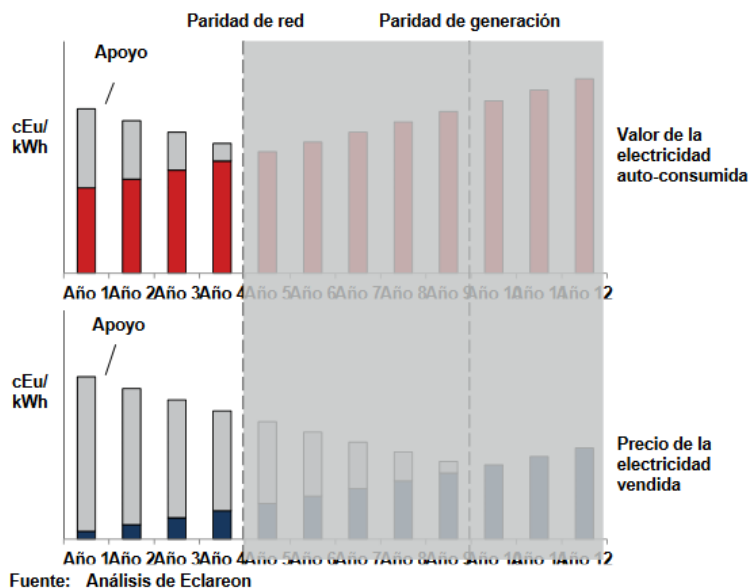


Figura 3.5. Ilustración simplificada de la paridad de red y la paridad de generación
Fuente: [5] modificada

Por lo tanto, un país puede encontrarse en cualquiera de estos tres escenarios. A continuación, se muestran unas gráficas brevemente explicativas de lo que conllevan cada uno de estos escenarios. Debido a que no se pretende estudiar en profundidad el tema, pues se trata de un apartado introductorio para razonar la aparición del autoconsumo, se han utilizado unas gráficas muy visuales realizadas y comentadas por “ECLAREON”, una consultora alemana especializada en energías renovables, eficiencia energética, políticas climáticas y protección ambiental.

• **ESCENARIO A:**



• La subvención es necesaria tanto para la electricidad auto-consumida como para la electricidad vendida

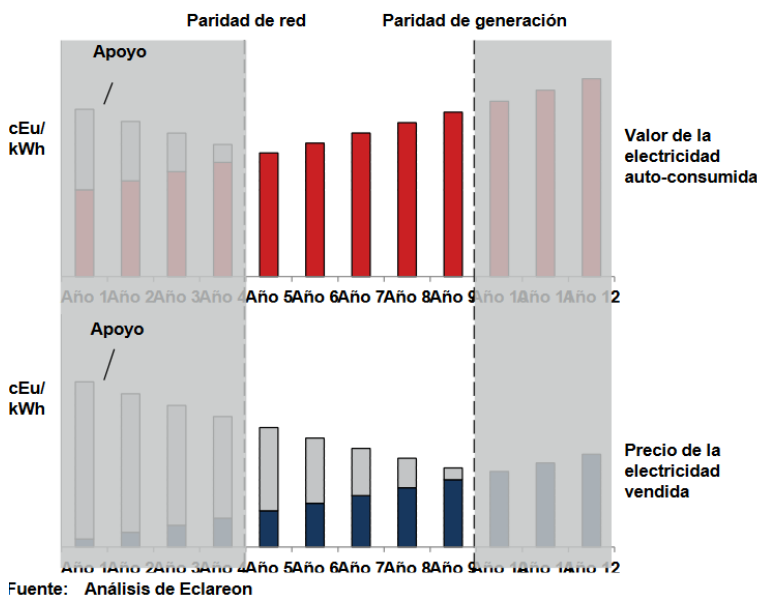


• Se trata de un mercado dependiente de los incentivos, que se ajustan para ofrecer rentabilidades razonables a los inversores

Figura 3.6. Escenario A: Antes de la Paridad de Red

Fuente: [5]

• **ESCENARIO B:**



• La electricidad auto-consumida ya no necesita subvención

• La electricidad vendida sigue necesitando una prima



• Sigue siendo un mercado dependiente de los incentivos

• No es previsible que haya una explosión de la demanda, pero la FV empieza a ser más atractiva en los casos en los que el nivel de auto-consumo sea elevado

- Curvas de generación y consumo similares
- Alta radiación
- Etc.

Figura 3.7. Escenario B: Entre la paridad de red y la paridad de generación

Fuente: [5]

• **ESCENARIO C:**

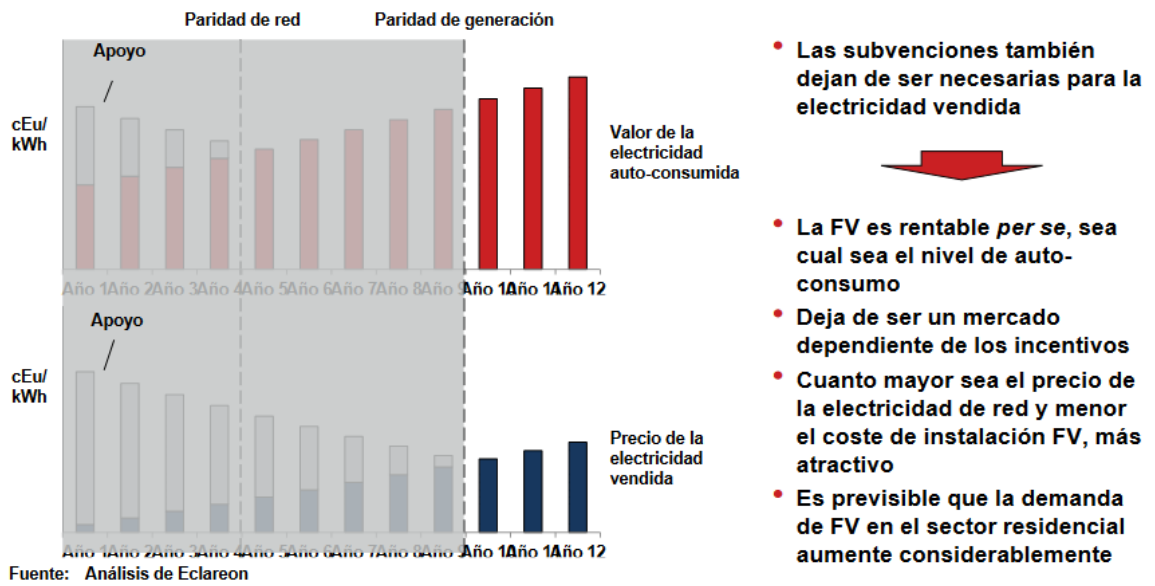


Figura 3.8. Escenario C: Después de la paridad de generación

Fuente: [5]

Así, se desarrolla una implementación progresiva de la micro generación renovable, principalmente fotovoltaica, una vez alcanzada la paridad de red. En términos energéticos, esto representa un cambio en el paradigma de la energía eléctrica centralizada dando paso a modelos de **generación distribuida** y flujos de energía bidireccionales. Esto demanda al sistema que evolucione a un modelo activo, mucho más inteligente, conocido como “*Smart Grid*” ya que aumenta la complejidad en la gestión del SE [8]. Este cambio beneficiará a las áreas rurales pues permite aumentar la calidad del suministro [1].

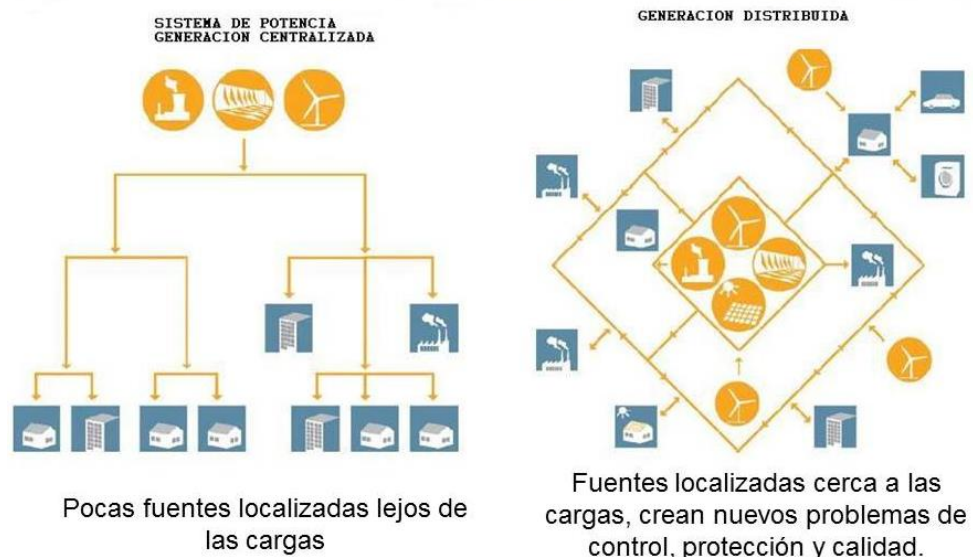


Figura 3.9. Generación centralizada vs generación distribuida

Fuente: Universidad de Magallanes

3.2. Definición de autoconsumo eléctrico

La LSE 24/2013 [9] en su Artículo 9 dedicado al autoconsumo de energía eléctrica, define el autoconsumo como *“consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor”*.

El autoconsumo fotovoltaico, consiste por tanto en la generación de energía mediante la tecnología fotovoltaica con la particularidad de que dicha energía es producida por el mismo sujeto y en la misma ubicación donde es consumida.

A continuación, se exponen las principales ventajas e inconvenientes que conlleva el autoconsumo eléctrico mediante la tecnología fotovoltaica.

Ventajas

- No supone coste para el sistema eléctrico.
- Permite aprovechar el recurso solar que es natural, autóctono, gratuito e ilimitado.
- El consumidor obtiene ahorro económico a largo plazo.
- Mayor eficiencia energética a nivel de usuario y del sistema gracias a la generación distribuida, que evita como mínimo una pérdida de entre un 8-10% de la energía producida en el transporte de la misma.
- Reduce el consumo de combustibles fósiles y la dependencia energética con el exterior.
- Reactiva la actividad económica e industrial nacional y aumenta la competitividad de las empresas. Todo ello implica un tejido empresarial más fuerte y generación de empleo estable y de calidad.
- Facilita alcanzar los objetivos medioambientales del país de lucha contra el cambio climático.

Inconvenientes

- El proceso de fabricación de los módulos es complejo y caro.
- Producción variable dependiente de la climatología, el lugar y la época del año.
- No es económicamente competitiva con las energías convencionales.
- Ocupan mucho espacio en relación a su rendimiento que está en torno al 13-20%.
- Impacto visual.

Como se puede apreciar, son mayores las ventajas que los inconvenientes. Existen numerosos estudios en los que se discute el acoplamiento de sistemas de energía distribuida y renovable en edificios o comunidades, para el autoconsumo, diseminando la idea del prosumidor [10]. Estos pueden referirse

a sistemas híbridos [11] pero con frecuencia se basan solo en tecnologías solares, sobre todo en sistemas FV principalmente en el sector residencial [12], [13], y en menor medida en otros sectores, como el comercial [14] o el industrial [15].

3.2.1. Tipos de autoconsumo eléctrico

Como en cualquier concepto, la tipología varía dependiendo del punto de vista que se adopte. Desde el punto de vista técnico, se podría decir que existen 2 tipos de autoconsumo que más adelante abordaremos.

Antes, señalar que nos referimos a “autoconsumo total” cuando toda la electricidad que se produce es consumida instantáneamente sin verter nada a la red de distribución. Sin embargo, cuando hablamos de “autoconsumo parcial” parte de la electricidad no es consumida, se gestiona. La posible gestión de esta electricidad da lugar a diferentes modalidades para el aprovechamiento del autoconsumo desde un punto de vista económico.

Por lo tanto, las distintas modalidades de autoconsumo nacen en función de si se lleva a cabo una gestión de excedentes o no.

Además, a la hora de regularlo, se vuelven a clasificar en diferentes tipologías. En este apartado, con vistas de definir ampliamente el autoconsumo, se definirán las que conciernen a los dos primeros puntos de vista (técnico y económico). La tipología en la que se clasifica a vistas de regularlo, se estudiará cuando se analice la regulación correspondiente.

3.2.1.1. El autoconsumo desde un punto de vista técnico

A) Autoconsumo Directo: no se gestionan los excedentes. Dentro del autoconsumo directo, tenemos dos opciones posibles, que exista una conexión a red del sistema o que no.

- Funcionamiento directo: El generador alimenta las cargas directamente. Las cargas a alimentar, no tienen conexión a la red eléctrica. Si las cargas pueden funcionar a distintas intensidades de alimentación se podrán aprovechar los periodos de baja radiación ya que la potencia es directamente proporcional a la radiación solar. Por lo tanto, en esta tipología, han de ser las cargas las que se acoplen a la generación y no al revés.

Como se puede observar en la Figura 3.10 el consumo de las cargas se adecúa perfectamente a la potencia generada por el sistema FV.

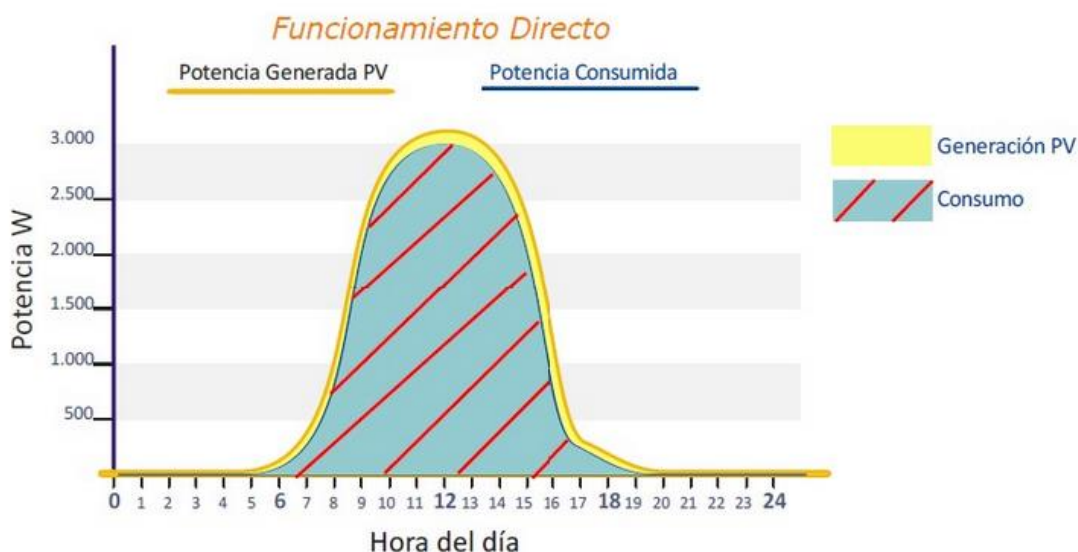


Figura 3.10. Curva de potencia en funcionamiento directo

Fuente: [16]

Algunos ejemplos de aplicación son la ventilación, el bombeo de agua o la acumulación de agua caliente. Estas dos últimas pueden aprovechar el funcionamiento directo para la acumulación de energía de forma indirecta, ya sea en forma mecánica (energía potencial) o térmica.



Figura 3.11. Esquema de funcionamiento directo

Fuente: [16]

-Autoconsumo instantáneo: Las cargas a alimentar, están conectadas a red y tienen un consumo mayor a la producción del generador fotovoltaico. Su aplicación se basa en el ahorro energético.

Como se puede observar en la Figura 3.12 la producción eléctrica no debe superar la curva de consumo.

Autoconsumo Instantáneo Parcial

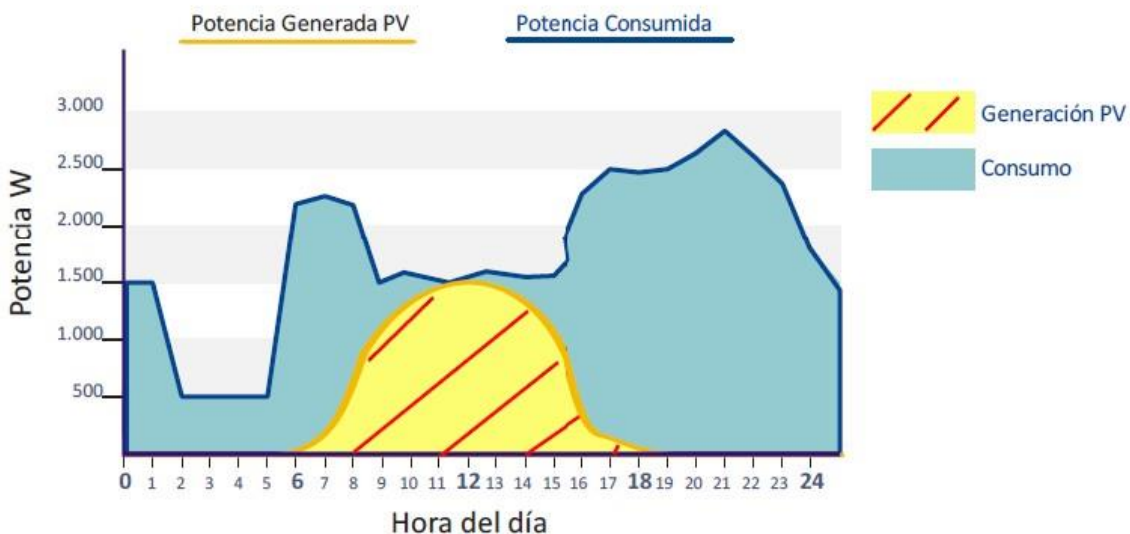


Figura 3.12. Curva de potencia del autoconsumo instantáneo parcial
Fuente: [16]

Si no existe consumo con generación, la energía se vierte a la red, es por esto que en esta modalidad hay que calcular bien la línea base de consumo.

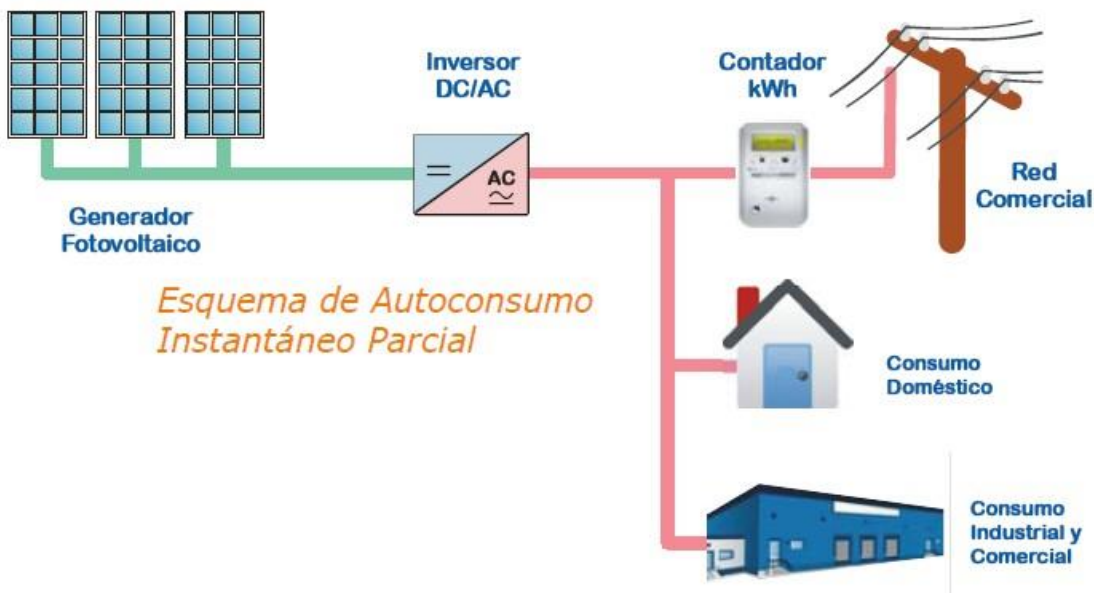


Figura 3.13. Esquema de autoconsumo instantáneo parcial
Fuente: [16]

B) Autoconsumo Diferido

Existe una gestión de excedentes. Dentro del autoconsumo diferido tenemos dos casos posibles, que dichos excedentes sean acumulados en baterías, o que sean vertidos a red con una compensación.

-Acumulación de excedentes en baterías: Otra vez, tenemos dos opciones posibles, que exista una conexión a red del sistema o que no.

Por lo tanto, puede darse tanto en instalaciones autónomas (aisladas) en las que no exista conexión a red e instalaciones conectadas a red con excedentes a baterías. Cuando no hay consumo la generación se almacena en baterías, en caso de que las baterías no puedan suplir los consumos, estos se satisfacen mediante la red. El objetivo en este caso es inyección cero a la red.

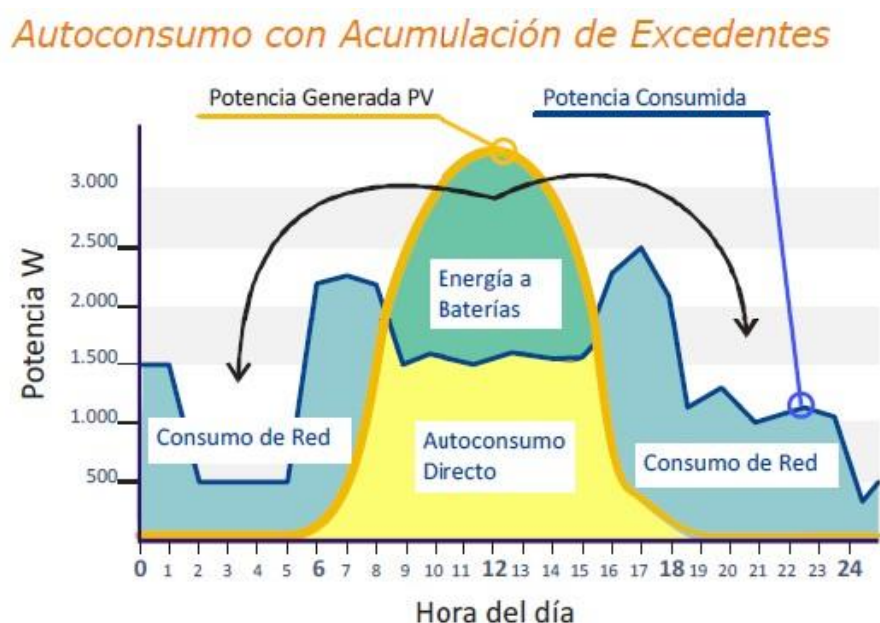


Figura 3.14. Curva de potencia del autoconsumo con acumulación de excedentes en baterías

Fuente: [16]

Con este sistema se adquiere bastante autonomía, pero no es el más extendido debido a que, además de los problemas medioambientales y económicos que suponen las baterías, como veremos más adelante, existen trabas regulatorias que dificultan su implementación en algunos países.

A continuación, se muestran los esquemas tanto para la instalación con baterías autónoma (aislada) como para la generación con baterías conectada a red:

Autoconsumo con Acumulación de Excedentes Autónoma

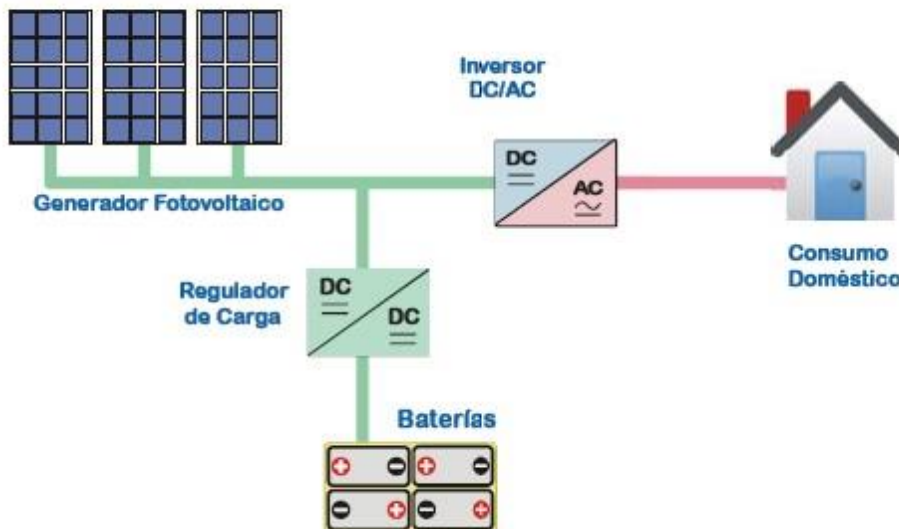


Figura 3.15. Esquema de autoconsumo con acumulación en baterías aislada

Fuente: [16]

Autoconsumo Acumulación de Excedentes y Red

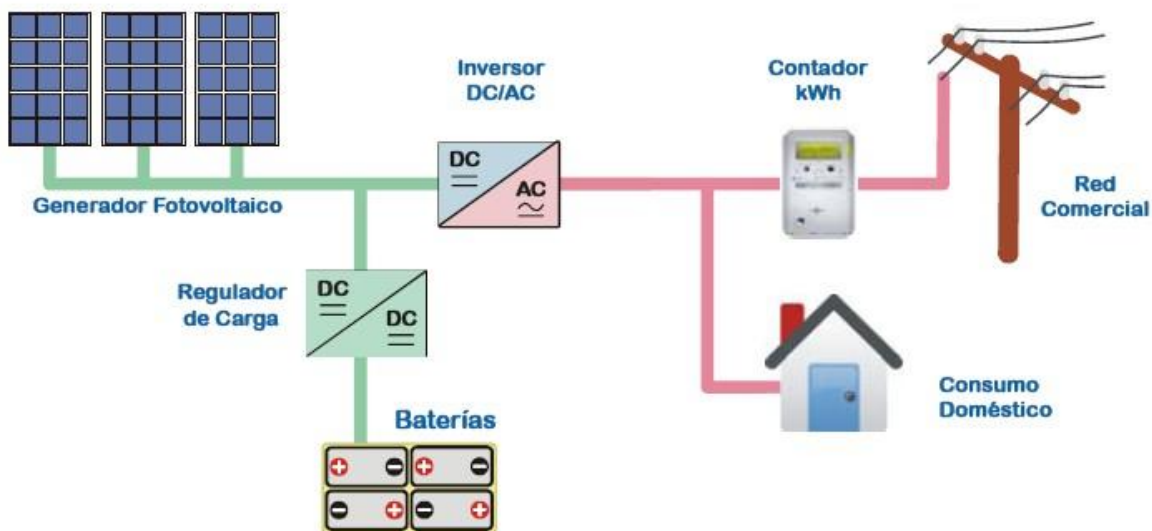


Figura 3.16. Esquema de autoconsumo con acumulación en baterías conectada a red

Fuente: [16]

-Excedentes inyectados a Red: En esta última tipología, no existe acumulación, por lo tanto, los excedentes se verterán a la Red, para esta modalidad se ha de tener en cuenta el funcionamiento y regulación de la Red y del mercado eléctrico. Esta tipología es la que se trata y se analiza en profundidad en este proyecto en los siguientes apartados. Es el caso más común en nuestro país ya que la red

eléctrica está bastante extendida y hay suficiente recurso solar como para tener excedentes. A continuación, se muestra la curva de producción “típica” en este tipo de instalaciones.

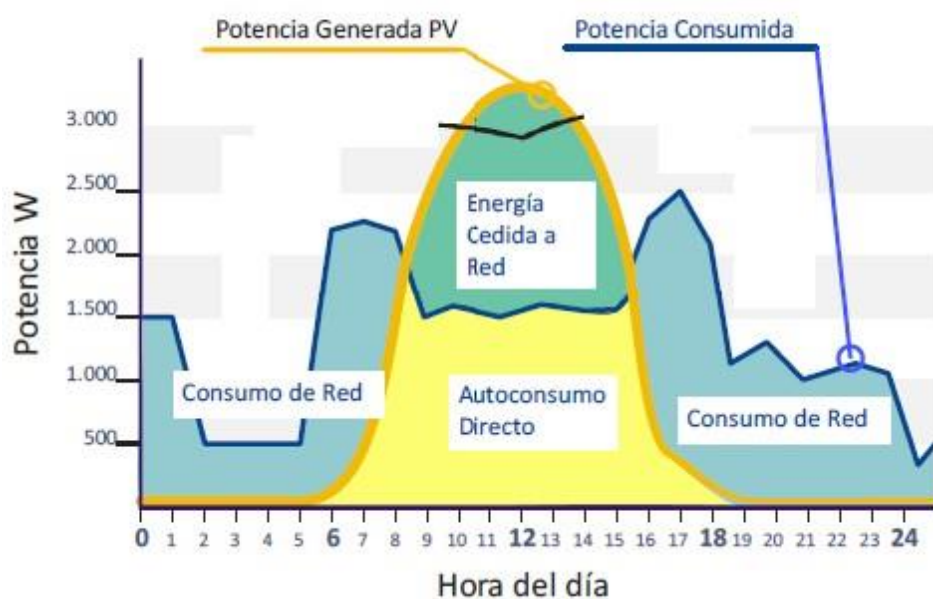


Figura 3.17. Curva de potencia de autoconsumo con excedentes inyectados a red

Fuente: [16]

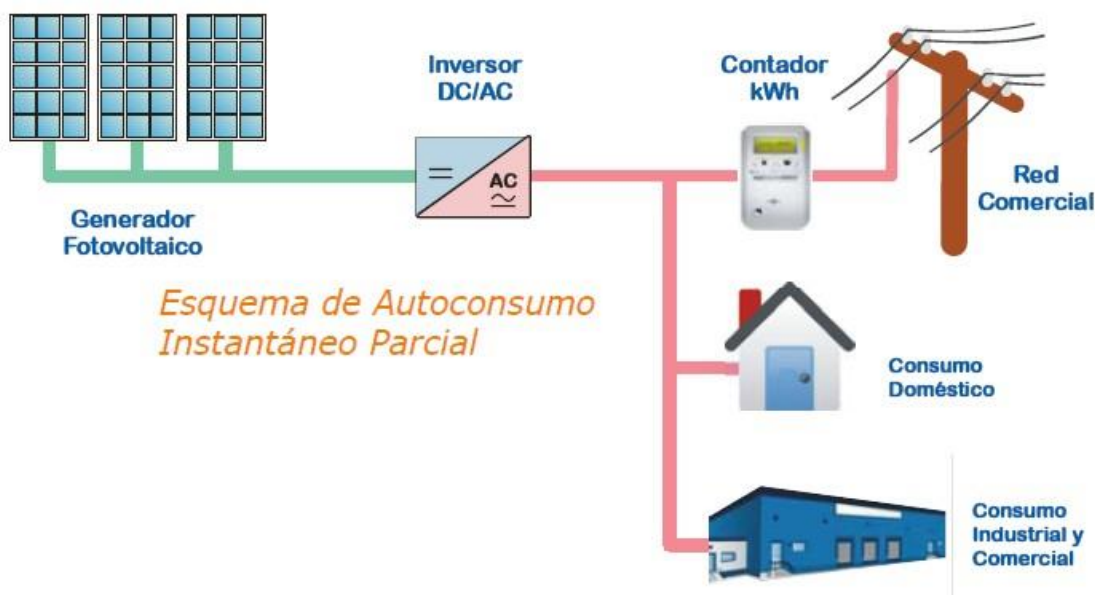


Figura 3.18. Esquema de autoconsumo con acumulación en baterías conectada a red

Fuente: [16]

3.2.2. Nuevos marcos regulatorios del autoconsumo

Este apartado tiene como objetivo definir los principales marcos que se han desarrollado para regular el autoconsumo centrándose en su mayor parte, en la última tipología estudiada en el apartado anterior, “autoconsumo con excedentes inyectados a red.”

Así, para identificar la situación actual del autoconsumo en Europa, haremos referencia a estos, que tratan de desarrollar un modelo económico para la gestión de excedentes producida por la planta o simplemente para establecer un beneficio económico a través del ahorro en la factura eléctrica.

Se describen cuatro modelos. Existen otros modelos alternativos, sin embargo, estos son los modelos más representativos y avalados con numerosos casos de estudio.

3.2.2.1. Autoconsumo puro con restricciones

El autoconsumo está permitido, pero los ahorros de la factura de electricidad se reducen con algunas tarifas o impuestos adicionales. Además, la electricidad inyectada en la red no se remunera y, por lo tanto, se pierde para el prosumidor a menos que utilice sistemas de almacenamiento con sus correspondientes requisitos regulatorios. Esto promueve una disminución del tamaño de la planta y, por lo tanto, de la autosuficiencia.

El único ahorro que logra el prosumidor es la parte asociada a la reducción del consumo de la red, sin embargo, tal ahorro no es suficiente para compensar los costes asociados con el sistema FV ya que existe un cargo por cada kWh autoconsumido.

Este modelo solo podría ser competitivo, si el sistema fotovoltaico produjera electricidad a un precio significativamente por debajo de la paridad de red para compensar los costes adicionales [2].

3.2.2.2. Facturación neta (Net Billing)

La facturación neta asume dos flujos de energía diferentes que pueden tener asociados precios diferentes (debidos a los diferentes precios de facturación de la electricidad en diferentes tramos horarios). Los costos relacionados con estos dos flujos se compensan para calcular la reducción para el consumidor en la factura de la electricidad. De este modo, la paridad de red se considera alcanzada [2].

En este modelo se considera la compensación por el exceso de electricidad producido por la planta, sin embargo, esta compensación será por un precio inferior al de la electricidad.

3.2.2.3. Balance neto (Net Metering)

En el balance neto el exceso de electricidad fotovoltaica producido por la planta se remunera al mismo precio que el precio mayorista de electricidad.

Algunos países han adoptado sistemas de balance neto en los que los prosumidores deben pagar algunos cargos o impuestos adicionales a la red, pero esto no se estudia en este modelo. La paridad de red se considera alcanzada para la implementación de este modelo [2].

Este es el modelo más extendido actualmente a nivel europeo y a nivel nacional, con la particularidad que cada país pueda añadir para su regulación. Así, es el modelo más generalizado y estudiado donde está el punto de mira del desarrollo del autoconsumo.

3.2.2.4. Autoconsumo puro en países donde no se ha alcanzado la paridad de red

En el caso de que aún no se haya alcanzado la paridad de red, el autoconsumo puede incentivarse de dos maneras [2]:

- Otorgando un incentivo adicional al precio minorista de la electricidad por parte de la electricidad que se autoconsume.
- A través de un cierto valor para el exceso de electricidad inyectado a la red, más alto que el precio de mercado.

Este modelo es el mayor dependiente de la política del país correspondiente, ya que precisa de una compensación o unas primas, que el gobierno tendría que aportar para el desarrollo del autoconsumo, hasta una vez alcanzada la paridad de red.

3.3. Identificación de los marcos europeos actuales

La política energética de la Unión Europea se centra en lograr un equilibrio entre tres vectores principales: el crecimiento de la seguridad de suministro, la disminución del impacto del cambio climático y el desarrollo de la competitividad económica.

Para el horizonte 2020, se establecieron en la Directiva 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009, objetivos globales nacionales obligatorios en relación con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía final.

Para lograr estos objetivos, la UE promocionó activamente las energías renovables como se discutió en “The Green Impact: How Renewable Sources Are Changing EU Electricity Prices” [17] donde el autoconsumo juega un papel principal. Impulsado de manera conjunta con políticas de almacenamiento, el autoconsumo está llamado a ser uno de los dinamizadores principales de la transición energética.

Los países de la UE tienen diferentes recursos disponibles y sus propios mercados energéticos únicos por lo que deben seguir caminos distintivos a la hora de cumplir los objetivos de 2020 en virtud de la Directiva. Cada país entregó un plan de acción nacional en el que detallan como prevén hacerlo y en donde detallan más concretamente, en el caso que nos concierne, un objetivo de capacidad acumulada instalada de FV para 2020 [18]. Teniendo en cuenta que la vía de desarrollo principal de la FV está tomando el camino de las pequeñas instalaciones destinadas a autoconsumo, nos interesa situar este dato como objetivo hacia el cual la regulación de cada país debería encaminarse.

Como veremos a continuación, las normativas relativas al autoconsumo también han presentado un gran número de diferencias entre los países miembros de la UE en los últimos años.

A continuación, se identifican de manera genérica los marcos regulatorios de los principales países europeos para dar una visión general al lector del momento en el que se encuentra el autoconsumo y como se está desarrollando en otros países.

Toda la información es recogida por el informe de la Fundación Energías Renovables “Autoconsumo. Lecciones aprendidas en la Unión Europea.” [19], el documento de IEA “Review and Analysis of self-consumption policies” [2], “Economic assessment of residential PV systems” [1], “Global overview on Grid-Parity event dynamics” [20] y los recursos web www.iea.org/policiesandmeasures/ y <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>.

3.3.1. Bélgica

- ✓ La paridad de red se alcanzó en 2013 para el sector residencial y en 2016 para el industrial.
- ✓ El autoconsumo está permitido.
- ✓ En todo el país los prosumers pueden beneficiarse del balance neto, pero cada una de las regiones tiene su propio marco regulatorio.
- ✓ Se trata de un sistema de cuotas basado en el comercio de certificados verdes. Estos certificados han sufrido cambios frecuentes por parte de los gobiernos regionales.
- ✓ En la región de Valonia, los sistemas de menos de 10 kW, reciben una prima (subvención específica) durante los cinco primeros años basada en la potencia. Se calcula y se actualiza periódicamente por CWaPE (Commission Wallone pour l'Énergie).
- ✓ En la región de Flandes, se han implementado tarifas de red retroactivas basadas en la capacidad que cargan a los autoconsumidores con los costes de mantenimiento de todo el sistema de red. Además, en junio de 2015 se eliminaron los “certificados verdes”.
- ✓ En la región de Bruselas, para el sector residencial, cada 1.000 kWh de electricidad producida da derecho a los propietarios a 2,4 certificados verdes emitidos por BRUGEL, el regulador eléctrico regional. Estos certificados pueden ser vendidos a los proveedores de energía o a empresas intermediarias. El precio promedio es 81,7 € por certificado.
- ✓ En Flandes y Valonia los sistemas de menos de 10 kW pueden optar por un sistema de balance neto durante 1 año basado en el precio minorista de la electricidad.
- ✓ Para sistemas de más de 100 kW el exceso de electricidad se remunera a través de PPA. El propietario del sistema fotovoltaico tiene que encontrar una contraparte dispuesta a comprar electricidad a precio de mercado.
- ✓ El mercado FV ha decrecido en Bélgica por la reducción de los certificados verdes, a pesar de que siga siendo rentable en algunos escenarios de mercado y regiones. En 2014 se instalaron 218 MW y en 2015 88 MW lo que marca la clara línea de reducción de los certificados.
- ✓ Los procedimientos de acceso a la red son en general sencillos y garantizan un acceso fácil con balance neto para instalaciones fotovoltaicas de hasta 10 kW. En Flandes incluso para las instalaciones que superen esta potencia, siempre que cuenten con un medidor diferenciado.
- ✓ **Objetivo 2020:** 1,34 GW [19]
- ✓ **Potencia instalada a finales de 2016:** 3,425 GW [21]
- ✓ **Precios medios del mercado minorista* en 2017:** 279,9 €/MWh [22] para residencial y 136,7 €/MWh [22] para consumidores industriales medianos.

3.3.2. Dinamarca

- ✓ La paridad de red se alcanzó en 2011 para el sector residencial y en 2016 para el industrial.
- ✓ El autoconsumo está permitido.
- ✓ El exceso de electricidad producida se remunera a un precio significativamente más bajo que el precio de la electricidad de la red.
- ✓ Durante 1h de balance neto se obtiene el precio de venta, y por el resto de horas se obtiene un precio menor al precio minorista de la electricidad.
- ✓ 80 MW pueden recibir una tarifa de 1.03 DKK/kWh durante 10 años.
- ✓ Fuera de estos 80 MW, se paga una tarifa reducida por el exceso de electricidad de 0.6 DKK/kWh durante 10 años y 0.4 DKK/kWh para los próximos 10 años.
- ✓ Después de 20 años la tarifa será pagada al mismo precio del mercado.
- ✓ **Objetivo 2020:** 0,80 GW [18]
- ✓ **Potencia instalada a finales de 2016:** 0,8583 GW [21]
- ✓ **Precios medios del mercado minorista* en 2017:** 304,9 €/MWh [22] para residencial y 254,4 €/MWh [22] para consumidores industriales medianos.

3.3.3. Finlandia

- ✓ La paridad de red se alcanzó en 2015 para el sector residencial. En el sector industrial aún no se ha alcanzado. Se tiene previsto que se alcance en 2019.
- ✓ El autoconsumo está permitido.
- ✓ No existen incentivos de autoconsumo. Se compensa con créditos fiscales e incentivos similares.
- ✓ Para empresas y organizaciones, es posible aplicar un subsidio del 30% de los costos totales de proyectos fotovoltaicos conectados a red.
- ✓ Para la agricultura es posible aplicar un subsidio del 35 % a la inversión total de los proyectos fotovoltaicos que se dediquen exclusivamente a lo que concierne a la producción agrícola.
- ✓ Los particulares, pueden obtener un crédito fiscal para el trabajo del sistema FV. El 45 % del coste total del trabajo incluyendo impuestos. El crédito máximo para una persona es de 2400 €/año. El crédito fiscal se resta directamente de los impuestos a pagar.
- ✓ La autoproducción “on-site” por debajo de 100 kVA o con una producción anual inferior a 800 kWh/año está exenta del impuesto a la electricidad.
- ✓ **Objetivo 2020:** 0,1 GW [18]
- ✓ **Potencia instalada a finales de 2016:** 0,2 GW [21]
- ✓ **Precios medios del mercado minorista* en 2017:** 158,1 €/MWh [22] para residencial y 82,27 €/MWh [22] para consumidores industriales medianos.

3.3.4. Francia

- ✓ La paridad de red se alcanzó en 2015 para el sector residencial. En el sector industrial aún no se ha alcanzado. Se tiene previsto que se alcance a lo largo de este 2018.
- ✓ El autoconsumo está permitido.
- ✓ Debido al bajo precio de la electricidad minorista, las instalaciones fotovoltaicas siguen dominadas por la tarifa de alimentación (Feed-in-tariff) en lugar de las medidas de autoconsumo.
- ✓ No se utiliza casi el autoconsumo ya que la electricidad se vende casi por completo a través de estas tarifas de alimentación, ajustadas cada trimestre, para instalaciones que no superen los 100 kW y licitaciones para instalaciones de edificios en suelo de más de 100 kW.
- ✓ Las instalaciones integradas en edificios (BIPV) de no más de 9kW percibirán 0,246 €/kWh.
- ✓ Las instalaciones BIPV simplificadas hasta 36 kW recibirán 0,133 €/kWh y 0,126 €/kWh para instalaciones entre 36 y 100 kW.
- ✓ Tiene una penetración fotovoltaica baja (por debajo del 10%) a pesar de sus buenas condiciones de radiación. Esto es debido a su desarrollo nuclear.
- ✓ **Objetivo 2020:** 5,4 GW [19]
- ✓ **Potencia instalada a finales de 2016:** 7,164 GW [21]
- ✓ **Precios medios del mercado minorista* en 2017:** 169 €/MWh [22] para residencial y 119,8 €/MWh [22] para consumidores industriales medianos.

3.3.5. Alemania

- ✓ La paridad de red se alcanzó en 2012 para el sector residencial y en 2016 para el industrial.
- ✓ El autoconsumo está permitido, en virtud de la ley de energía renovable EEG (*Erneuerbare-EnergienGesetz*)
- ✓ El exceso de electricidad fotovoltaica se paga con una tarifa de alimentación definida (feed-in-tariff) o mediante el llamado “modelo de integración del mercado”, una prima adicional sobre los precios del mercado de la electricidad.
- ✓ Para instalaciones entre 10 kW y 1 MW, solo el 90 % de la electricidad generada anualmente puede recibir la tarifa, lo que se puede traducir en un requisito del 10% de autoconsumo.
- ✓ Desde 2014, se incluye en la factura eléctrica de todos los alemanes el impuesto EGG Umalge, que está destinado a financiar la transición energética financiando así las tarifas de alimentación de los nuevos sistemas FV. Las instalaciones menores a 10 kW están exentas de este gravamen mientras que las que tienen una potencia superior deben pagar el 40%. Esta exención es válida durante 20 años después de los cuales deberá pagarse el recargo completo.

- ✓ Alemania ha introducido un sistema de incentivos de almacenamiento de energía que brinda a los propietarios de los sistemas hasta 30 kW con un reembolso del 30% y prestamos bajo interés del Banco de Desarrollo Alemán (KfW).
- ✓ Los procedimientos de conexión a la red son fáciles, rápidos y fiables. No se tiene que formalizar ningún contrato entre el prosumidor y el operador de red.
- ✓ No existen cargos relacionados con la conexión a red ni a expansión de la misma. Estos costes son asignados a todos los consumidores de electricidad a través de tarifas de red.
- ✓ **Objetivo a 2020 de instalación fotovoltaica:** 51,75 GW [19]
- ✓ **Potencia instalada a finales de 2016:** 41,34 GW [21]
- ✓ **Precios medios del mercado minorista* en 2017:** 304,8 €/MWh [22] para residencial y 199,1 €/MWh [22] para consumidores industriales medianos.

3.3.6. Italia

- ✓ La paridad de red se alcanzó en 2010 para el sector residencial y en 2012 para el industrial.
- ✓ El autoconsumo está permitido
- ✓ El exceso de electricidad fotovoltaica se regula con un sistema de balance neto llamado “Scambio Sul Posto” (SSP)
- ✓ Para sistemas de menos de 500kW el SSP es una solución híbrida entre un sistema de autoconsumo instantáneo con algunas características de facturación neta (net billing) como el cálculo de la “cuota de energía” y la “cuota de servicio”. Para más de 500 kW se aplica un esquema de autoconsumo puro.
- ✓ Con SSP la electricidad inyectada a la red se remunera a través de la “cuota de energía” que se basa sobre los precios del mercado de la electricidad y una “cuota de servicio” que depende del costo de los servicios de la red. Sin SSP se aplican los precios de mercado para esta remuneración.
- ✓ Los procedimientos de conexión a la red son fáciles, rápidos y fiables. No se tiene que formalizar ningún contrato entre el prosumidor y el operador de red.
- ✓ No existen cargos relacionados con la conexión a red ni a expansión de la misma. Estos costes son asignados a todos los consumidores de electricidad a través de tarifas de red.
- ✓ **Objetivo a 2020 de instalación fotovoltaica:** 8 GW [19]
- ✓ **Potencia instalada a finales de 2016:** 19,2741 GW [21]
- ✓ **Precios medios del mercado minorista* en 2017:** 214,2 €/MWh [22] para residencial y 171,2 €/MWh [22] para consumidores industriales medianos.

3.3.7. España

- ✓ La paridad de red se alcanzó en 2011 para el sector residencial y en 2013 para el industrial.
- ✓ El tamaño de la planta FV no puede exceder la potencia máxima contratada
- ✓ Existen dos regulaciones diferentes según el tamaño del sistema: < 100 kW, el prosumidor no recibe ninguna compensación por el exceso de electricidad fotovoltaica inyectada a la red; > 100 kW, el exceso de electricidad puede venderse en el mercado mayorista directamente o a través de un intermediario.
- ✓ En caso de vender la energía, debe pagarse un impuesto de 0,5 €/MWh junto con el 7% sobre la electricidad producida.
- ✓ Todos los sistemas > 10 kW tienen un costo por kWh consumido. Es justificado como un “peaje respaldo” y se conoce como el llamado “Impuesto al Sol”
- ✓ El almacenamiento por medio de baterías también supone un impuesto adicional.
- ✓ La compensación geográfica no está permitida y el autoconsumo para varios clientes finales o una comunidad no está permitida (excepto en las islas y Ceuta y Melilla).
- ✓ **Objetivo a 2020 de instalación fotovoltaica:** 7,25 GW [19]
- ✓ **Potencia instalada a finales de 2016:** 4,8012 GW [21]
- ✓ **Precios medios del mercado minorista* en 2017:** 229,6 €/MWh [22] para residencial y 128,4 €/MWh [22] para consumidores industriales medianos.

3.3.8. Suecia

- ✓ El autoconsumo está permitido
- ✓ La paridad de red se alcanzó en 2014 para el sector residencial. En el sector industrial aún no se ha alcanzado. Se tiene previsto que se alcance en 2019.
- ✓ Los excesos de electricidad producida y entregada a la red se compensan a través de una reducción de impuestos mediante una tarifa de alimentación. La compensación financiera se paga a final de año con una reducción de impuestos.
- ✓ Esta se aplica tanto al sector residencial como comercial e industrial para edificios con un fusible de hasta 100 A.
- ✓ El crédito fiscal es de 0,6 SEK/kWh y el máximo retribuirle es 30.000 kWh/año.
- ✓ El autoconsumo ha de ser mayor o igual a la energía vertida a la red.
- ✓ Además de esta compensación, el prosumidor también puede recibir certificados verdes de electricidad y vender su electricidad a una empresa de comercio de electricidad. Algunas ofrecen hasta 1,2 SEK /kWh.
- ✓ **Objetivo a 2020 de instalación fotovoltaica:** 0,8 GW [18]
- ✓ **Potencia instalada a finales de 2016:** 0,1535 GW [21]

- ✓ **Precios medios del mercado minorista* en 2017:** 158,1 €/MWh [22] para residencial y 81 €/MWh [22] para consumidores industriales medianos.

3.3.9. Holanda

- ✓ La paridad de red se alcanzó en 2013 para el sector residencial y en 2015 para el industrial.
- ✓ El autoconsumo está permitido
- ✓ Desde 2011 cuenta con un sistema de balance neto con un periodo de equilibrio de un año para los consumidores residenciales.
- ✓ Los prosumidores pueden compensar un máximo de generación fotovoltaica de 5 MWh por año. Por encima del límite, el autoconsumo está permitido, pero no incentivado. Esta regla se suspendió en 2014.
- ✓ En caso de que el exceso de electricidad FV sea mayor que el consumo, el prosumidor recibe una compensación menor regulada por el SDE +. (7-9 c€/kWh aprox.)
- ✓ El SDE + (Sustainable Energy Production) trata de un esquema feed-in-premium (FIP) que cubre la diferencia entre los precios del mercado mayorista de electricidad y el precio de costo de la electricidad de fuentes renovables.
- ✓ Los contratos FIP se firman para 15 años.
- ✓ Sobre una base anual, el gobierno holandés asigna un presupuesto para el programa SDE + y este se distribuye según orden de prioridad entre todas las energías renovables, dando prioridad a las tecnologías de bajo coste mediante un proceso gradual.
- ✓ En 2016, el presupuesto era de 8 billones de euros y se aumentó en 1 millón en julio. En este año se añadió al esquema regulatorio que si un proyecto de energía solar fotovoltaica tenía más de 500 kW de potencia instalada debía presentar documentos de estudio de viabilidad adicionales cuando participaran en el programa FIP.
- ✓ **Objetivo a 2020 de instalación fotovoltaica:** 0,722 GW [18]
- ✓ **Potencia instalada a finales de 2016:** 2,04 GW [21]
- ✓ **Precios medios del mercado minorista* en 2017:** 156,2 €/MWh [22] para residencial y 99,5 €/MWh [22] para consumidores industriales medianos.

3.3.10. Reino Unido

- ✓ La paridad de red se alcanzó en 2015 para el sector residencial y en 2017 para el industrial.
- ✓ El autoconsumo está permitido
- ✓ Se fomenta el autoconsumo para sistemas pequeños (< 30 kW) a través de una tarifa de generación y un arancel de exportación aplicable a la electricidad exportada a la red.
- ✓ El prosumidor obtiene dicha tarifa para toda su generación fotovoltaica.
- ✓ Además, para la energía exportada a la red, el prosumidor también recibe una tarifa de exportación (5,5 c€/kWh).
- ✓ Este esquema puede verse como un incentivo indirecto para el autoconsumo ya que la cantidad total que los prosumidores reciben por la energía alimentada a la red es menor que los ingresos totales (o ahorros) del autoconsumo.
- ✓ En los últimos años se han producido importantes recortes a estos sistemas de apoyo. En octubre de 2015, el gobierno anunció un cambio en sus esquemas de autoconsumo con una importante disminución de la tarifa de generación.
- ✓ La reducción de las primas a tarifas en 2016 hizo que muchas inversiones sean poco rentables.
- ✓ Además de las primas, hay una reducción del IVA de entre el 20% el 5% para nuevas instalaciones residenciales.
- ✓ Los operadores de la red deben concluir un acuerdo de conexión con los prosumidores y estos están sujetos a un procedimiento normalizado, que generalmente dura de dos a cuatro semanas.
- ✓ Las instalaciones fotovoltaicas en el sector residencial cuentan con una aprobación relativamente rápida y sin complicaciones en comparación con otros países, aunque se producen numerosas quejas.
- ✓ **Objetivo a 2020 de instalación fotovoltaica:** 2,68 GW [19]
- ✓ **Potencia instalada a finales de 2016:** 11,5622 GW [21]
- ✓ **Precios medios del mercado minorista* en 2017:** 176,6 €/MWh [22] para residencial y 151,2 €/MWh [22] para consumidores industriales medianos.

3.3.11. Grecia

- ✓ La paridad de red se alcanzó en 2014 para el sector residencial y en 2015 para el industrial.
- ✓ El autoconsumo está permitido
- ✓ La transición griega hacia las energías renovables tiene su origen en la década de los 90 cuando el país introdujo por primera vez un sistema de primas. El cambio desde entonces ha sido muy desigual, principalmente por la crisis económica tan fuerte que ha sufrido el país.
- ✓ Se aplicaron recortes retroactivos en las instalaciones solares fotovoltaicas en 2011 y 2013. Además, en 2012 el Parlamento adoptó un impuesto temporal sobre los ingresos de todas las instalaciones de energía renovable con fin de reducir el déficit.
- ✓ Los pagos de primas se recortaron entre un 10% y un 15%.
- ✓ En 2016 aprobó el desarrollo de un nuevo marco en el que se abandonan las primas para sistemas de más de 500 kW.
- ✓ Las instalaciones fotovoltaicas además de participar en el mercado de la energía, reciben una prima variable que depende de algunas variables del mercado (por ejemplo, los precios marginales del sistema) y de una tarifa fijada por medio de licitaciones competitivas. Esta prima tiene una validez de 20 años.
- ✓ La nueva ley no se aplica a las islas no interconectadas de Grecia.
- ✓ Las instalaciones destinadas a autoconsumo tanto en tejado como en suelo tienen un esquema de balance neto.
- ✓ El límite superior es de 20 kW, pero si la instalación supera el límite y supone hasta la mitad del consumo de energía del consumidor, estas pueden alcanzar hasta los 500 kW.
- ✓ No existen restricciones para consumidores específicos como los del sector educativo, los ayuntamientos y los agricultores o asociaciones agrícolas.
- ✓ Los procedimientos de legalización de instalaciones de hasta 10 kW suelen ser sencillos y sin complicaciones.
- ✓ Los productores tienen pleno acceso a la red para un horizonte temporal de 25 años.
- ✓ Los contratos con los proveedores son vinculantes y los productores pueden ejercer plenamente su derecho a un servicio de balance neto, pero no pueden contar con el acceso prioritario a la red.
- ✓ **Objetivo a 2020 de instalación fotovoltaica:** 3 GW [19]
- ✓ **Potencia instalada a finales de 2016:** 2,6037 GW [21]
- ✓ **Precios medios del mercado minorista* en 2017:** 193,6 €/MWh [22] para residencial y 121,5 €/MWh [22] para consumidores industriales medianos.

3.3.12. Portugal

- ✓ La paridad de red se alcanzó en 2011 para el sector residencial y en 2014 para el industrial.
- ✓ El autoconsumo está permitido
- ✓ La producción excedente de electricidad es remunerada considerando el 90 % del promedio mensual del precio de cierre de la electricidad Ibérica (OMIE).
- ✓ El otro 10 % está destinado para costes de mantenimiento del SE.
- ✓ La capacidad instalada es limitada, como máximo puede instalarse el máximo de potencia contratada.
- ✓ Las instalaciones que solo vierten electricidad a la red tienen que participar en un sistema de licitación ofreciendo descuentos de una tarifa de referencia establecida por el Gobierno.
- ✓ Desde el 3 de enero de 2015, los prosumidores están obligados a celebrar un contrato de compraventa con el proveedor por el exceso de electricidad que viertan a la red, a un precio de mercado al por menor reducido.
- ✓ Los nuevos proyectos son incentivados para reducir la entrada de energía solar fotovoltaica en la red y maximizar el autoconsumo local.
- ✓ El procedimiento de acceso a la red y conexión de la instalación suele ser complejo y prolongado.
- ✓ Se deben inscribir en un Registro Estatal. Una vez se pague este registro y se reciba la confirmación se contrata a un instalador autorizado. Y cuando la instalación está terminada debe ser inspeccionada para recibir una licencia de explotación.
- ✓ Para instalaciones inferiores a 1,5 kW se aplica un proceso de registro simplificado en el que solo es necesaria una notificación al Registro.
- ✓ Las nuevas instalaciones superiores a 1,5 kW están sujetas a un impuesto para soportar los costes del SE. Una vez que la capacidad instalada de autoconsumo supere el 1% de la capacidad instalada total del sistema, se aplicará a todas las nuevas instalaciones (incluidas las menores de 1,5 kW).
- ✓ **Objetivo a 2020 de instalación fotovoltaica:** 0,46 GW [19]
- ✓ **Potencia instalada a finales de 2016:** 0,47 GW [21]
- ✓ **Precios medios del mercado minorista* en 2017:** 228,4 €/MWh [22] para residencial y 140,8 €/MWh [22] para consumidores industriales medianos.

*El precio medio de mercado minorista se refiere al precio medio final que paga el consumidor, con todos los impuestos y gravámenes incluidos, así como los márgenes comerciales y peajes de acceso.

3.3.13. Tabla comparativa de los diferentes marcos reguladores

En los 12 países de la UE analizados, el autoconsumo está permitido de una manera u otra, pero las regulaciones pertinentes difieren bastante. Generalmente, se acepta un ahorro en los costos variables de la factura de electricidad. España aplica un impuesto adicional que recupera una parte de estos costos de la red. Varios países han modificado la estructura de las tarifas de red aumentando la parte fija y reduciendo la parte variable vinculada al autoconsumo.

No obstante, la compensación financiera por inyectar el exceso de electricidad a la red varía bastante de un país a otro. Así podemos diferenciar las modalidades agrupándolas en siete casos:

- 1) El exceso de electricidad no se paga. Este es el caso del estado español, en el que se considera que la electricidad no tiene ningún valor en el mercado y se espera que los consumidores consuman toda la energía que producen.
- 2) El exceso de electricidad obtiene un valor vinculado al precio mayorista de la electricidad. En algunos casos, este valor es negativo y supone un costo ya que la participación en el mercado mayorista tiene un precio. Este es el caso de la región de Bruselas, en Bélgica; en Alemania, para los clientes que elijan este modelo; en Italia, con una bonificación por los servicios de red o en Suecia, con una bonificación.
- 3) Este costo de participación se refiere en general a los costos incurridos por el comerciante para poner la electricidad fotovoltaica en el mercado, mientras que la bonificación podría verse como una prima de incentiva a la inyección de FV.
- 4) En algunos casos le corresponde al prosumidor encontrar una contraparte que intercambie la electricidad en el mercado.
- 5) El exceso de electricidad fotovoltaica obtiene un arancel de entrada, entre el precio al por mayor y el precio minorista de la electricidad. Este es el caso de Dinamarca.
- 6) El exceso de electricidad fotovoltaica obtiene el precio minorista de la electricidad. Este es el caso de las regiones de Flandes y Valonia, en Bélgica y Holanda.
- 7) El exceso de electricidad fotovoltaica obtiene un valor superior al precio minorista de la electricidad. Este es el caso de Reino Unido.

A continuación, se presenta una tabla en la que se resumen los esquemas regulatorios vistos. Para una fácil interpretación se ha representado en verde las medidas que apoyan el autoconsumo, en amarillo, las que son neutrales o poco significantes y en rojo las que ponen impedimentos. No es fácil identificar si la Tarifa por Tiempo de Uso es un activo o un problema para el autoconsumo, por lo que se deja en blanco. Estas tarifas existen en muchos países donde los precios más altos del día podrían favorecer al autoconsumo, pero en el caso bastante recurso solar y poco consumo, no le favorece.

	BÉLGICA		DINAMARCA		FINLANDIA		FRANCIA		ALEMANIA		ITALIA	
	Residencial	Comercial/Industria	Residencial	Comercial/Industria	Residencial	Comercial/Industria	Residencial	Comercial/Industria	Residencial	Comercial/Industria	Residencial	Comercial/Industria
Paridad de red	2013	2016	2011	2016	2015	2019	2015	2018	2012	2016	2010	2012
Derecho al autoconsumo	Si		Si		Si		Si		Si		Si	
Ingresos por la electricidad FV autoconsumida	Ahorro en la factura eléctrica		Ahorro en la factura eléctrica		Ahorro en la factura eléctrica		Ahorro en la factura eléctrica		Ahorro en la factura eléctrica		Ahorro en la factura eléctrica	
Cargos para financiar los costos de red	Flandes: Si, basado en la capacidad. Otras regiones: bajo discusión	No	No	No	No	No	No	No	No	No	Si, por encima de 20 kW	
Compensación por el exceso de electricidad	Balance neto	Solo si se firma un PPA Sino no hay retribución	Balance neto: 1h Después 1h- precio más bajo que el precio minorista	Balance neto: 1h Después 1h- precio más bajo que el precio minorista	Facturación neta (Finnish SPOT electricity price)	Facturación neta (Finnish SPOT electricity price)	FIT	FIT	FIT o FIP (premium)	FIT o FIP (premium)	SSP, balance neto basado en el precio del mercado	
Plazo máximo para la compensación	1 año	No	1 hora	1 hora	Tiempo real	Tiempo real	Tiempo real	Tiempo real	Tiempo real	Tiempo real	Autoconsumo a tiempo real; SSP, pago avanzado dos veces por año	
Duración del esquema regulador de compensación	Ilimitado	Ilimitado	20 años	20 años	Ilimitado	Ilimitado	20 años	20 años	20 años	20 años	Ilimitado	
Propiedad de terceros	Si		Si		Si		No		Si		Si, con condiciones para SSP	
Tarifas/Impuestos adicionales	Flandes: cargos para financiar los costos de red	No	Uso de la red para la inyección de excedentes	Uso de la red para la inyección de excedentes	Uso de la red para la inyección de excedentes	Uso de la red para la inyección de excedentes	Es posible que se aumente la parte fija de la factura eléctrica	Es posible que se aumente la parte fija de la factura eléctrica	Uso de la red para la inyección de excedentes	Uso de la red para la inyección de excedentes	No	
Otros habilitadores del autoconsumo	Tarifas por tiempo de uso		Tarifas por tiempo de uso		No		Tarifas por tiempo de uso		Incentivos para almacenamiento con baterías		No	
Limitaciones del tamaño del sistema FV	Hasta 10 kW	Por encima de 10 kW	6 kW(AC) para la tarifa mas alta	6 kW(AC) para la tarifa mas alta	S<100kVA o Ea<800kWh/a, exento del impuesto de la electricidad	S<100kVA o Ea<800kWh/a, exento del impuesto de la electricidad	No	No	Minimo 10% de autoconsumo	Minimo 10% de autoconsumo	Autoconsumo no, por debajo de 20MW para SEU ; SPP, hasta 500kW	
Limitaciones del sistema eléctrico	No		800 MW		No		No		52 GW de sistemas FV instalados		No	
Características adicionales	Certificados verdes		No		No		Popuesta de incentivo de autoconsumo		El impuesto EEG debe ser pagado por el prosumidor (por encima de 10 kW)		No	
Objetivo 2020 [GW]	1,34		0,8		0,1		5,4		51,753		8	
Pot.acum instalada a finales de 2016 [GW]	3,425		0,8583		0,2		7,164		41,34		19,2741	
Precios medios del mercado minorista* en 2017 [€/MWh]	279,9	136,7	304,9	254,4	158,1	82,27	169	119,8	304,8	199,1	214,2	171,2

Tabla 3.1. Tabla comparativa de los diferentes marcos regulatorios europeos

Fuente: Elaboración propia basada en las referencias [1], [2], [19], [20] y los recursos web www.iea.org/policiesandmeasures/ y <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>.

	ESPAÑA		SUECIA		HOLANDA		UK		GRECIA		PORTUGAL	
	< 100 kW	> 100 kW	Residencial	Comercial/Industrial	Residencial	Comercial/Industrial	Residencial	Comercial/Industrial	Residencial	Comercial/Industrial	Residencial	Comercial/Industrial
Paridad de red	2011	2013	2014	2019	2013	2015	2015	2017	2014	2015	2011	2014
Derecho al autoconsumo	Si		Si		Si		Si		Si		Si	
Ingresos por la electricidad FV autoconsumida	Ahorro en la factura eléctrica		Ahorro en la factura eléctrica		Ahorro en la factura eléctrica		Ahorro en la factura eléctrica + Tarifa de generación		Ahorro en la factura eléctrica		Ahorro en la factura eléctrica	
Cargos para financiar los costos de red	Si, "peaje respaldo"		No		No		No		No		< 1,5 kW	
Compensación por el exceso de electricidad	No	Precio mayorista de mercado sin impuestos	Ofertas de comercializadoras + 0,6 SEK/kWh + Certificados verdes	Precio de electricidad al por mayor	Balance neto: basado en el precio minorista de la electricidad.		Tarifa de generación + Tarifa de exportación		Balance neto + prima variable + acceso al mercado eléctrico		90% OMIE	
Plazo máximo para la compensación	Tiempo real		1 año	Tiempo real	1 año		Tiempo real		Tiempo real		Tiempo real	
Duración del esquema regulador de compensación	Ilimitado		Ilimitado		Ilimitado		20 años		20 años		Ilimitado	
Propiedad de terceros	No		Si		Si		Si		Si		No	
Tarifas/Impuestos adicionales	> 10 kW*	Si*	Uso de la red para la inyección de excedentes y registro VAT		No		No		No		10% de la energía vendida	
Otros habilitadores del autoconsumo	No		Tarifas por tiempo de uso		Tarifa tiempo de uso experimental		No		No hay restricciones para consumidores específicos		No	
Limitaciones del tamaño del sistema FV	Hasta 100 kW y ≤ pot. Contratada	≤ pot. Contratada	Hasta 100 A y max 30 MWh/año	Por encima de 100A	15 kW		30 kW		500 kW		≤ pot. Contratada	
Limitaciones del sistema eléctrico	Licencia de distribuidor		No		No		No		No		Contrato de compraventa	
Características adicionales	Impuestos en baterías		No		No		No		Islas no interconectadas N/A.		Inscripción Registro Estatal	
Objetivo 2020 [GW]	7,25		0,8		0,772		2,68		3		0,46	
Pot.acum instalada a finales de 2016 [GW]	4,8012		0,1535		2,04		11,5622		2,6037		0,47	
Precios medios del mercado minorista* en 2017 [€/MWh]	229,6	128,4	158,1	81	156,2	99,5	176,6	151,2	193,6	121,5	228,4	140,8

Tabla 3.2. Tabla comparativa de los diferentes marcos regulatorios europeos
 Fuente: Elaboración propia basada en las referencias [1], [2], [19], [20] y los recursos web www.iea.org/policiesandmeasures/ y <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>.

Como se puede observar España es el marco regulador que más impedimentos pone al autoconsumo, aun siendo el país con más recurso solar. Alemania y Dinamarca están claramente encabezando el desarrollo del autoconsumo, con unos objetivos para 2020 muy ambiciosos y con previsiones de conseguirlos gracias a las facilidades que se exponen. Dinamarca el pasado año ya había cumplido con su objetivo para 2020, es por ello que a continuación se analizarán ampliamente los marcos regulatorios de estos 2 países, para tener una visión y una comparativa algo más específica de la vía por la que podría encarrilarse el autoconsumo en nuestro país.

Para concluir este apartado, se expone en la Figura 3.19 un mapa europeo con la capacidad FV que se instaló en 2016 y la acumulada en ese año.

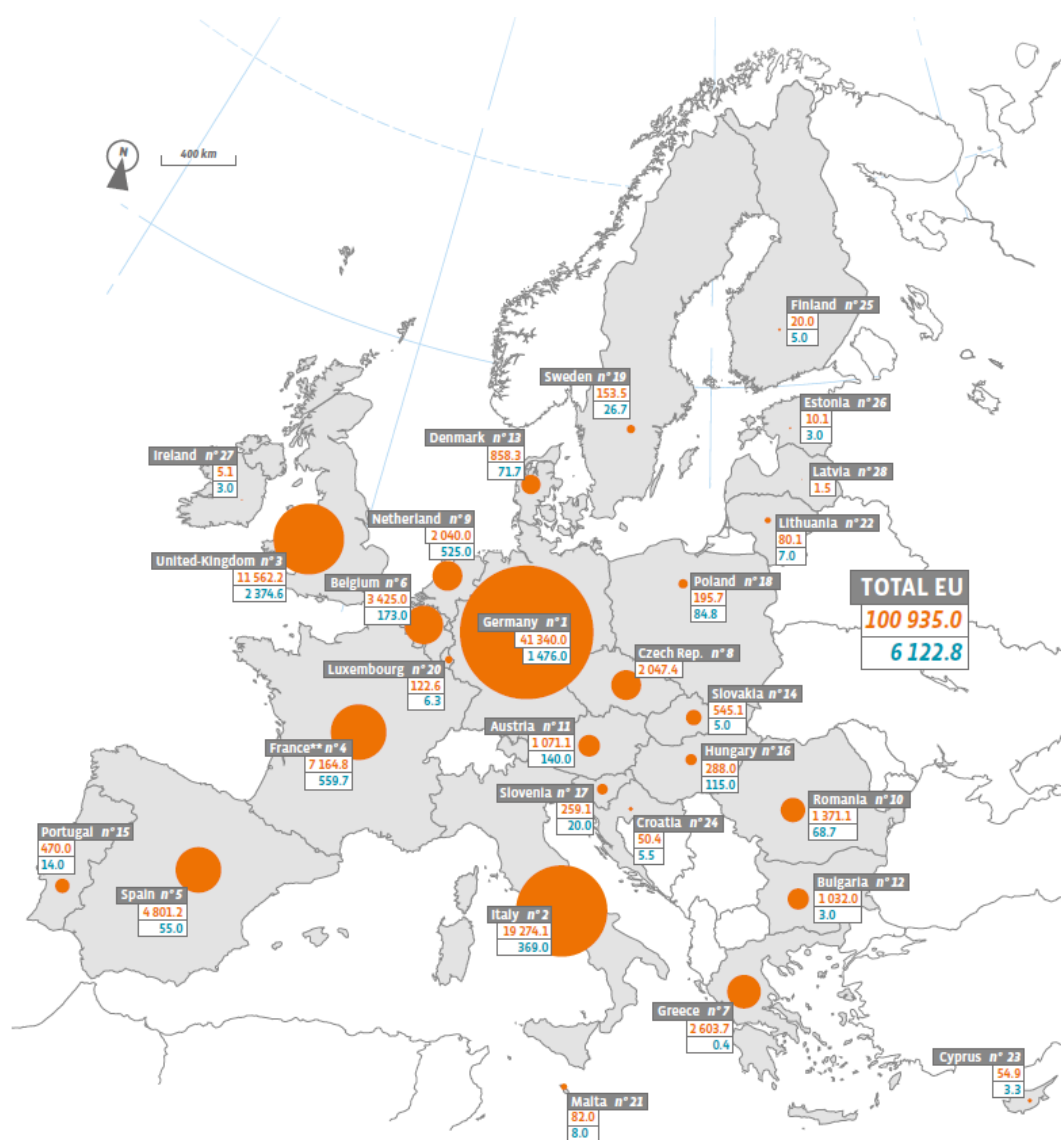


Figura 3.19. Capacidad fotovoltaica conectada acumulada [MW] a finales de 2016 en la UE y capacidad fotovoltaica conectada instalada en 2016 en la UE [MW]

Fuente: [23]

4. Análisis de la regulación del autoconsumo en España

Una vez introducido y contextualizado el concepto de autoconsumo, se procede a definir y analizar la situación de la regulación del mismo en el estado español. Para ello se introducen términos esenciales para la comprensión de dichas pautas regulativas como lo son los términos de los que consta la factura eléctrica.

Además, para ofrecer una perspectiva más general al lector se expone la evolución que ha sufrido la regulación española para posteriormente pasar a analizar el real decreto que a día de hoy sigue vigente y es la guía para la regulación del autoconsumo en España.

La finalidad de este apartado además de, dar a conocer al lector como han sido y son los marcos regulatorios del autoconsumo en nuestro país, también pretende mostrar la influencia que tienen dichos marcos en la presencia de las instalaciones fotovoltaicas productoras en el país. Por ello, al final de este apartado, se muestra una gráfica comparativa entre la presencia de la producción fotovoltaica en relación a los cambios en la regulación.

4.1. Análisis de la factura eléctrica española: la tarifa de acceso

“Los precios de la energía y las tarifas de acceso deberían reflejar fielmente los costes reales de suministro, a fin de no distorsionar los incentivos del consumidor a la hora de elegir entre equipos fotovoltaicos distribuidos y suministro de red. Sin embargo, la ley del Sector Eléctrico, LSE 24/2013 tiene la intención de “corregir” el impacto de los impuestos y gravámenes no relacionados con los costos de suministro. Este enfoque es deficiente, una regulación eficiente y estable debe ser diseñada junto a una reforma tributaria energética, preferiblemente orientada al medio ambiente.” [24]

Los precios de la energía eléctrica se fijan diariamente en el mercado diario de la electricidad, que según el Artículo 8.1. de la Ley del Sector Eléctrico 24/2013, *“es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica y se desarrolla en régimen de libre competencia”*.

Tal como expone el Real Decreto 2019/1997 en su artículo 6, *“El mercado diario de producción es aquel en el que se establecen, mediante un proceso de casación de ofertas, las transacciones de adquisición y venta de energía eléctrica con entrega física para el día siguiente.”* Este mercado diario, es el principal mercado de contratación de electricidad de nuestro país, funciona todos los días del año. Cada día recibe ofertas, hasta las 12:00 de la mañana, de compra y venta de energía para el día siguiente y a partir de un equilibrio entre estas ofertas se establecen por horas el precio

y el volumen de contratación. Esto se realiza utilizando un algoritmo europeo (Euphemia). Este programa *determinará partiendo de aquella cuya oferta haya sido la más barata hasta igualar la demanda de energía en ese período de programación*, como se presenta en el Artículo 3 de la Ley del Sector Eléctrico 24/2013.

Se trata en definitiva de una subasta y la realiza el operador del mercado, que en España es la empresa OMIE.

Además, está el despacho de las restricciones técnicas, que trata de programar la entrada en funcionamiento de determinadas centrales, que no habían entrado en la subasta diaria, pero que se ponen en marcha para evitar cortes de electricidad. Esta decisión la adopta el operador del sistema, que en nuestro caso es la empresa Red Eléctrica Española, encargada de velar por la seguridad de suministro de la red.

Todo esto constituye el mercado mayorista. El precio final del kW que pagan las empresas y los ciudadanos a través de su factura es la suma de este precio (o el acordado con el comercializador, en su caso) más una serie de componentes adicionales regulados (impuestos y peajes) que, conjuntamente, conforman lo que se llama la **tarifa eléctrica**.

La estructura tarifaria es binomial, hay un término de energía y otro de potencia con valores condicionados al nivel de conexión de voltaje, con posibilidad de tarifas por tiempo de uso [25].

Se establecen diferentes periodos de facturación de energía determinados según la tarifa contratada, generalmente para el caso residencial son 3 periodos:

- P1 (Periodo Punta): Es el periodo en el que la potencia y la energía resultan más caras. Son 4 horas al día.
- P2 (Periodo Llano): Son 12 horas al día.
- P3 (Periodo Valle): Es el periodo en que la potencia y la energía resultan más baratos. Son 8 horas al día.

En el **término de energía variable**, existe un precio de peaje y un precio de coste de la energía correspondiente para cada periodo. La suma de estos dos precios se aplica al consumo que tenga la vivienda, dando como resultado el total del término variable de energía en la factura.

$$T_e = \sum_{n=1}^3 [(Precio\ peaje_{TePn} + Precio\ coste\ energía_{Pn}) * Consumo_{Pn}]_{Pn}$$

En el **término de potencia** existe un término fijo, asociado a los costes de redes y un término variable asociado a los costes de redes y de política.

$$T_p = \sum_{n=1}^3 [\text{Precio peaje}_{TpPn} * \text{Pot. contratada}_{Pn}]$$

En la siguiente representación gráfica proporcionada por IDAE observamos los cambios que han experimentado los precios en los términos de las facturas. Observamos un claro aumento del término de potencia.

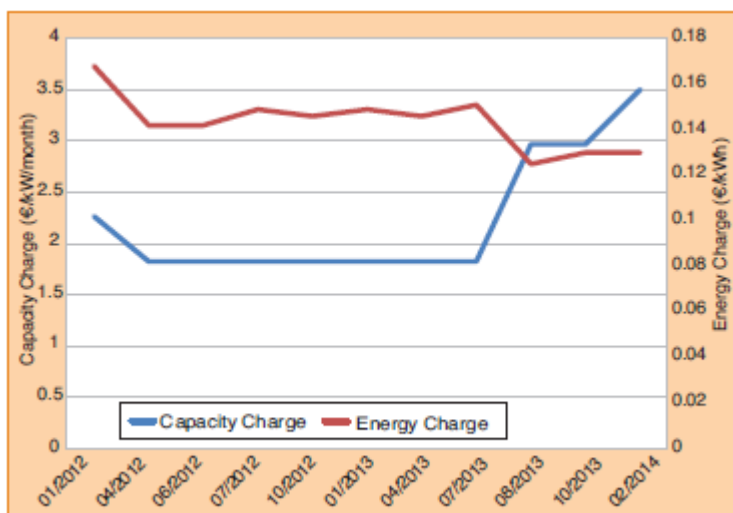


Figura 4.1. Cambios en las tarifas para los consumidores residenciales en 2012-2014

Fuente: IDAE

A estos dos términos se suma el **impuesto sobre la electricidad** (actualmente es un 5,11269632 % de los dos términos anteriores), el **IVA** (actualmente es el 21% del total) y el alquiler del contador (Ac):

$$I_e = I_e \% * (T_e + T_p)$$

$$IVA = 21\% * (T_e + T_p + I_e)$$

$$\text{Tarifa eléctrica} = T_e + T_p + I_e + IVA + Ac$$

Por lo tanto, al desglosar la tarifa eléctrica nos damos cuenta que del total del precio que pagamos, algo más de un 21 % se destina a pagar impuestos. Solo un 37,5 % representa el valor real de la energía comprada en el mercado (costes de generación y comercialización) y el otro 41,5% se destina a pagar peajes (costes de redes, transporte, distribución, política energética). Estas últimas tarifas son las que se conocen como **“tarifas de acceso”** y son las más cuestionadas a la hora de cómo son aplicadas al régimen de autoconsumo.



Lo que debemos sacar en claro de este desglose de la factura eléctrica, es que existe un término destinado a pagar los peajes de acceso tanto en la parte fija de la factura eléctrica como en la parte variable. Debido a que los costes regulados a los que hacen frente estos peajes, son mayoritariamente fijos o pre-establecidos anualmente, parece más lógico que estos peajes se aplicaran solamente a la parte de la potencia (parte fija). Sin embargo, se calcula a partir de datos de Energía y Sociedad [26], que un 40% de estos peajes se pagan en la parte variable. Aquí es donde surge el principal problema, y las recurrentes acusaciones que sufre el autoconsumo fotovoltaico que es tachado de “insolidario” ya que los prosumers al reducir su consumo y, por consiguiente, su parte variable, reducen también así su contribución en estos peajes de la parte variable.

Para evitar este efecto, se establece un peaje extra al autoconsumo, es el peaje de respaldo, comúnmente conocido como “impuesto al sol”. Este peaje de acceso extra aplicado al autoconsumo aparece con el RD 900/2015 que se analiza en detalle en el apartado 4.3.

Para saber un poco más sobre estos peajes, el blog de la CNMC [16] analiza en que fueron invertidos dichos peajes pagados el año pasado:

17,22 % fueron para pagar subvenciones (primas equivalentes) a las energías del régimen especial (eólica, solar, cogeneración, etc.). Se trata de una prima que pagamos para compensar a los productores por generar energía con estas instalaciones eólicas y fotovoltaicas, más costosas que las plantas tradicionales. 10,04€ retribuyeron a los distribuidores. 4,14 € se destinan a las compensaciones extra peninsulares (subvenciones a Endesa para que los ciudadanos de las islas puedan pagar lo mismo que los ciudadanos de la península). El transporte de la electricidad nos costó 2,96 € de cada 100 que pagamos (las líneas de transporte trasladan, en alta tensión, la energía eléctrica desde las instalaciones de producción hasta las poblaciones) y 2,84 € se destinaron a pagar las deudas de años anteriores.

Tipos de tarifas eléctricas

Un consumidor puede encontrar y elegir entre diferentes tarifas en diferentes comercializadoras en función de sus intereses y condiciones. Estas tarifas dependen principalmente de la tensión y la potencia de la instalación.

Tarifas “alta tensión”

Tarifa “alta tensión”	Tensión
3.1A	Mayor de 1 kV y no superior a 36V (potencia<450kW)
6.1	Mayor de 1 kV y no superior a 36V (potencia<450kW)
6.2	Mayor de 36kV y no superior a 72,5kV
6.3	Mayor de 72,5 kV y no superior a 145kV
6.4	Mayor de 145 kV
6.5	Conexiones internacionales

Figura 4.2. Tarifas de alta tensión

Fuente: Fenie Energía

Tarifa “baja tensión”

Tarifas “baja tensión”	Potencia
2.0A	Potencia no superior a 10kW
2.0DHA	Potencia no superior a 10kW
2.1A	potencia mayor de 10kW y no superior a 15kW
2.1DHA	potencia mayor de 10kW y no superior a 15kW
3.0A	Potencia mayor de 15kW

Figura 4.3. Tarifas de baja tensión

Fuente: Fenie Energía

En el caso de las tarifas de menos de 15kW, además el cliente puede elegir si quiere tener un precio único para todas las horas del día, o prefiere tener un precio para noche y día, o incluso si quiere diferenciar su contrato en tres periodos diferentes. Por eso se encuentran, en el caso de suministros de menos de 10kW, tarifas 2.0 (un único precio), 2.0DH (precio noche / día) o 2.0DHS (3 precios diferentes a lo largo del día). Para suministros que se encuentren entre 10 y 15kW, las tarifas correspondientes son la 2.1, 2.1DH y 2.1 DHS.

La Orden ITC/2794/2004 define el calendario para cada tarifa, tanto para la Península como para Las Islas Baleares y Canarias y Ceuta y Melilla. Para las tarifas 3.0A y 3.1A se definen en la ITC/3801/2008 de 26 de septiembre. Estos calendarios establecen las horas correspondientes a cada periodo de facturación.

Con el fin de no desviar el tema que ocupa el presente proyecto hacia la complejidad de las infinitas tarifas que ofrecen las comercializadoras (infinitas, porque cada vez hay más comercializadoras ofreciendo más variedad de planes para consumidores pequeños, además de los planes personalizados que se hacen exclusivamente para los grandes clientes), no se profundiza más en el tema.

4.2. Evolución de la regulación española referente al autoconsumo

Durante los últimos años se ha llevado a cabo una reforma radical de la regulación eléctrica española. La piedra angular de la reforma fue la Ley del Sector Eléctrico 24/2013 (LSE), aprobada por el Parlamento español el 26 de diciembre de 2013.

Dicha ley tiene por objeto definir el marco más amplio proporcionado por la ley del sector de la energía. Por lo que no establece regulaciones específicas del autoconsumo, dichas especificaciones se definieron más tarde en el Real Decreto RD 900/2015 aprobado por el Gobierno el 9 de octubre de 2015.

Por lo tanto, en el periodo desde que el Gobierno anuncio su intención de regular el autoconsumo (Julio de 2013) hasta que se aprobó el RD 900/2015, los anuncios del Gobierno y los borradores de reglamentación estuvieron sujetos a un intenso escrutinio público. Sin embargo, los análisis académicos son muy escasos y solo tratan con borradores, por lo que se debe tener cuidado en la lectura. Pero además de los borradores referentes al autoconsumo, existen numerosas leyes y reales decretos que se han ido modificando con el tiempo, donde se habla del derecho de cualquier sujeto a la producción de energía eléctrica y al aprovechamiento de la misma. Por eso, a continuación se exponen las leyes que han tratado sobre estos temas o los referentes a ellos desde que se empezó a tratar de regularlos. Como veremos en este apartado y en posteriores, el sector eléctrico en este ámbito es bastante complejo.

-La **Ley 38/1992** de impuestos especiales establece que la energía eléctrica destinada al autoconsumo de los titulares de las instalaciones no está sujeta al régimen de impuestos especiales, así como el autoconsumo en instalaciones de producción, transporte o distribución.

-La **Ley 54/1997** del sector eléctrico (derogada por la Ley 24/2013), incluye el concepto de autoproducer en la definición de productor.

-En el **Real Decreto 2818/1998** sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración se establece una prima a pagar por kWh de energía vertida a la red. Se pretenden potenciar las instalaciones de hasta 5 kW. En 1998 la tarifa era de 40 c€/kWh (66 pts./kWh) para instalaciones menores de 5 kW y de 22 c€/kWh (36 pts./kWh) para instalaciones mayores de 5 kW. Así aparecieron los primeros huertos solares.

-El **Real Decreto 1955/2000** por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, establece que el acceso a la red de distribución es un derecho para productores, según quedan definidos en la Ley 54/1997, que pueden producir tanto para autoconsumo total como parcial.

-El **Real Decreto 1663/2000** propone medidas para intensificar la presencia en el mercado simplificando los trámites de conexión dada la nula participación de las instalaciones en régimen especial. Además, fija el objetivo de incentivar las instalaciones en régimen especial.

-El **Real Decreto 436/2004** establece una metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. A partir de este momento el titular de la instalación puede optar por vender su producción recibiendo una retribución en forma de tarifa regulada o un precio negociado en el mercado. Para las instalaciones fotovoltaicas de hasta 100 kW se da una retribución del 575 % de la TMR¹ durante los primeros años y luego el 80 % de esa cantidad durante toda la vida de la instalación. Con este método se logró hacer atractiva la inversión privada en estas energías que, de otra forma, no podrían competir en igualdad de condiciones con otras energías convencionales.

-El **Real Decreto 661/2007** por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, estableció el marco retributivo a aplicar a las instalaciones de régimen especial. Dicha retribución solo se aplica a las instalaciones fotovoltaicas con inscripción definitiva en el RAIPRE antes de septiembre de 2008. Las instalaciones fotovoltaicas recibirán una tarifa regulada por kWh generado, el precio ronda desde los 18,38 €/kWh hasta los 44,04 €/kWh en función del tamaño de la instalación y de su plazo, establece periodos de retribución indefinidos.

-El **Real Decreto 1578/2008** introduce cupos anuales de potencia incrementados anualmente, un mecanismo de pre asignación de la retribución, una reducción trimestral de tarifa en función del grado de cobertura del cupo anterior y la clasificación de las instalaciones:

- ❖ Tipo I. Cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario. Estructuras fijas con uso de cubierta de aparcamiento o de sombreamiento.
- ❖ Tipo I.1: instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW.
- ❖ Tipo I.2: instalaciones del tipo I, con una potencia superior a 20 kW.
- ❖ Tipo II. Instalaciones no incluidas en los tipos anteriores.

¹ TMR (Tarifa Media o de Referencia): Tarifa virtual cuya única cuantía fija anualmente el Gobierno y que se utiliza para calcular la evolución de los diferentes costes del sistema eléctrico que deben ser remunerados.

-El **Real Decreto 6/2009** por el que se adoptan determinados cambios en el acceso a la retribución de las instalaciones de producción de régimen especial con objeto de contener el incremento del déficit tarifario cada vez más pronunciado. Crea un “Registro de Preasignación” en el cual, deberán inscribirse todas las instalaciones de régimen especial para poder tener derecho a la percepción del régimen retributivo y económico fijado en el RD 661/2007. Para acceder a dicho registro impone unas condiciones muy restrictivas e injustificadas además de otorgar solo 30 días naturales para demostrar las mismas, lo que hace que sea casi imposible si no se conocían de antemano.

-El **Real Decreto 1565/2010** aplica una nueva remuneración para los tres tipos de instalaciones:

- ❖ Instalaciones de tipo I.1: 5% de reducción.
- ❖ Instalaciones de tipo I.2: 25% de reducción.
- ❖ Instalaciones de tipo II: 45% de reducción.

-El **Real Decreto 14/2010** toma medidas para reducir el déficit tarifario, se limitan las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas en función de la zona climática hasta el 31/12/2013 en aquellas instalaciones acogidas al RD 661/2007 y RD 1578/2008. Se trata de una ley de carácter retroactivo. Como compensación se amplía el plazo de retribución de 25 a 28 años.

-El **Real Decreto 1699/2011** publicado en diciembre de 2011, regula la conexión a la red de pequeños sistemas de producción de menos de 100 kW. También menciona la posibilidad del autoconsumo total o parcial de la electricidad producida por estos sistemas. Presenta una racionalización y aceleración de los procedimientos administrativos. Se simplifican los requisitos para instalaciones de pequeña potencia, procedimientos abreviado para instalaciones de hasta 10 kW nominales además estas instalaciones quedan exentas de avales.

Regula todas las condiciones técnicas a cumplir por las instalaciones sin distinguir si estas dedican la energía producida a venta o a autoconsumo. Actualmente se firma con la empresa distribuidora un contrato técnico de acceso, realizándose la venta de energía a través del comercializador. Este contrato sigue siendo necesario en el caso de instalaciones destinadas a autoconsumo, según el modelo publicado en el RD 1699/2011.

Después, en el **RD 1/2012** publicado en enero 2012 (1 mes después), se eliminaron los incentivos para las nuevas instalaciones que combinan calor y electricidad, fuentes de energía renovable o residuos. A la moratoria se le sumaron sucesivas reformas normativas, entre estas cabe destacar:

- La Reforma Fiscal para asegurar la Sostenibilidad Energética, en la que se adoptaron siete nuevos impuestos en materia de energía entre los que se incluyen un impuesto del 6% sobre la venta de energía eléctrica, lo que afecta particularmente a las instalaciones de energías renovables.

- La modificación del sector eléctrico: en diciembre de 2013 se aprueba la nueva ley del sector eléctrico en la que entre otras cuestiones se modifica a la baja (para ajustarla a una “rentabilidad razonable” del 7,5%) la retribución a las instalaciones renovables, ya construidas antes de 2012.

La reforma completa del régimen de las renovables, cogeneración y residuos, se realiza mediante la aprobación de:

- El **Real Decreto ley 9/2013**, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, deroga expresamente el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- La **Ley 24/2013**, que fija los criterios de revisión de parámetros retributivos y el establecimiento del régimen retributivo específico mediante procedimientos de concurrencia competitiva. Esta Ley deroga la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Por otro lado, la Ley 24/2013 en su artículo 9 regula el autoconsumo de energía, y lo define como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor.
- Se distinguen además las modalidades de autoconsumo: suministro con autoconsumo, producción con autoconsumo, producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción, y cualquier otra modalidad de consumo de energía eléctrica proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor.
- Se establece que todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tendrán la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía auto consumida, cuando la instalación de generación o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico. No obstante, se prevén en el artículo 9.3 y en la disposición transitoria novena, excepciones para los casos en los que el autoconsumo suponga una reducción de costes para el sistema y transitoriamente hasta el 31 de diciembre de 2019, para las instalaciones existentes de cogeneración.
- También tendrán la obligación de inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, creado a tal efecto en el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.
- La **Orden IET/1045/2014**, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía

eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, dedica su introducción a la justificación de la oportunidad y de la metodología empleada.

En el siguiente esquema podemos ver los antecedentes legislativos que dan origen a la supuesta necesidad de la publicación del RD 900/2015:

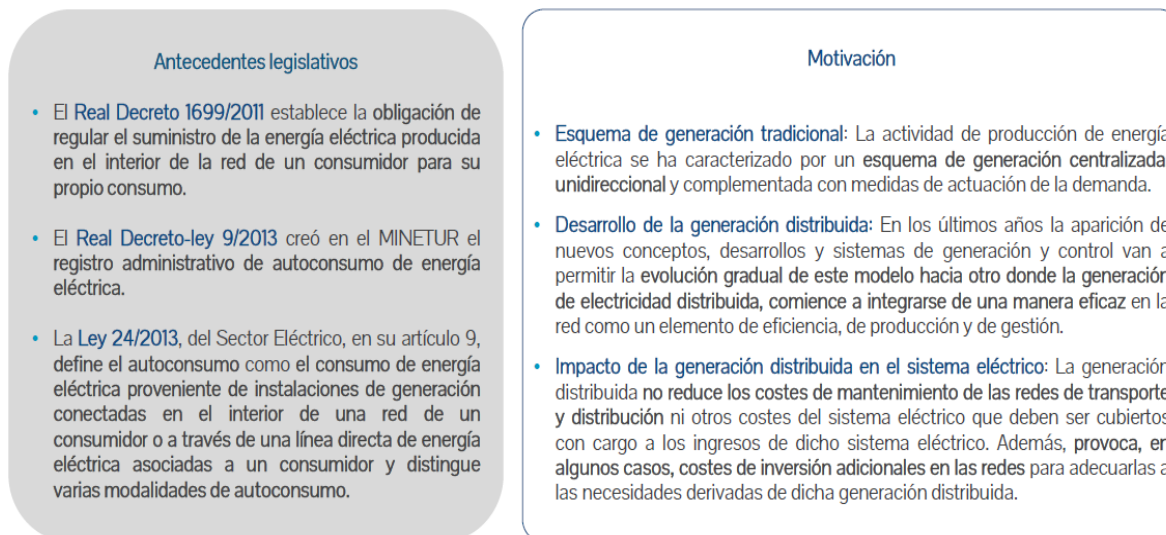


Figura 4.4. Antecedentes al Real Decreto 900/2015

Fuente: [26]

4.3. Análisis del RD 900/2015, de 9 de octubre

El Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo tiene por objeto el establecimiento de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo definidas en los apartados a), b) y c) del artículo 9.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Dichas modalidades, que son las que tecnológicamente existen en la actualidad, son las siguientes:

- Modalidades de **suministro con autoconsumo** cuando la instalación esté destinada al consumo propio, esté conectada en el interior de la red y que no estuviera dada de alta como instalación de producción en RAIPRE. En este caso existe un único sujeto de ley que será el consumidor.
- Modalidades de **producción con autoconsumo** cuando la instalación esté debidamente inscrita en el RAIPRE y además esté conectada en el interior de la red. En este caso existen dos sujetos, consumidor y productor.
- Modalidades de **producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción**. Cuando la instalación esté debidamente

inscrita en el RAIPRE y esté conectada a través de una línea directa. En este caso existen también dos sujetos, consumidor y productor.

El artículo 9.1.d) relativo a cualquier otra modalidad de consumo de energía eléctrica proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor, queda reservado para aquellas nuevas tecnologías que puedan surgir y que requerirán de un desarrollo reglamentario posterior, previo a su efectiva implementación.

Además, es importante remarcar que como expone el Artículo 2.2 del presente RD, se exceptúa de la aplicación del mismo a las instalaciones aisladas y a los grupos de generación utilizados exclusivamente en caso de una interrupción de alimentación de energía de la red eléctrica. Define la instalación aislada como aquella en la que no existe en ningún momento capacidad física de conexión eléctrica con la red de transporte o distribución ni directa ni indirectamente a través de una instalación propia o ajena. Las instalaciones desconectadas de la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes no se consideran aisladas a los efectos de la aplicación de este real decreto. Este RD, en su artículo 20, exime a las instalaciones de autoconsumo aisladas de solicitar la inscripción en el RAIPRE. Esto quiere decir que las instalaciones aisladas, en principio solamente tienen que respetar el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT) y en concreto la IT-40.

Clasificación de las modalidades de autoconsumo

En el artículo 4 del RD900/2015 se establece la siguiente clasificación de modalidades de autoconsumo:

- a) *Modalidad de autoconsumo tipo 1:* corresponde a la modalidad de suministro con autoconsumo definida en el artículo 9.1.a) de la LSE 24/2013 antes citado.
- b) *Modalidad de autoconsumo tipo 2:* corresponde a las modalidades de autoconsumo definidas en el artículo 9.1.b) y 9.1.c) de la LSE 24/2013 también antes citados.

También se establece que en ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores, impidiendo así el autoconsumo compartido, ya sea en viviendas plurifamiliares como en edificios comunitarios. En este artículo cuarto 3. encontramos así el primer impedimento al autoconsumo, poniendo trabas a la implementación de este en ciudades o comunidades de vecinos.

En el artículo 5 se establecen los requisitos necesarios para acogerse a una modalidad de autoconsumo, además de estos, a continuación, se expone un resumen de los puntos más importantes de este real decreto, primero en función de su tipología y después se exponen los conjuntos.

4.3.1. Modalidad de autoconsumo tipo 1

- ✓ La potencia contratada del consumidor no será superior a 100 kW.

- ✓ La suma de potencias instaladas de generación será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
- ✓ Pueden verter a la red la energía sobrante si bien **no percibirán contraprestación económica** por ello.
- ✓ Un único sujeto, el consumidor.
- ✓ El titular del punto de suministro será el mismo que el de todos los equipos de consumo e instalaciones de generación conectados a su red.
- ✓ Las instalaciones de generación y el punto de suministro deberán cumplir con los requisitos técnicos contenidos en las normativas vigentes del sector eléctrico establecidos en el Real Decreto 1699/2011 siendo posible un procedimiento abreviado para la conexión que indica en el artículo 9 para instalaciones con potencia instalada menor o igual a 10 kW.
- ✓ No es obligatorio el alta en RAIPRE.
- ✓ Equipos de medida:
 - Equipo de medida que registre la energía neta generada de la instalación de generación.
 - Equipo de medida independiente en el punto frontera de la instalación.
 - Opcionalmente, un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.



Figura 4.5. Esquema de contadores requeridos para la modalidad de autoconsumo tipo 1

Fuente: UNEF

- ✓ Requisitos de conexión y acceso: Para acogerse a cualquiera de las modalidades de autoconsumo reguladas en el presente real decreto, los consumidores deberán solicitar una nueva conexión o modificar la existente con la empresa distribuidora de la zona. El procedimiento de conexión será el establecido en el RD 1699/2011. El estudio de conexión debe ser asumido por el titular de la instalación. Quedan exentos de abonarlo (no de solicitarlo) aquellos con una potencia contratada menor a 10 kW con vertido 0.

4.3.2. Modalidad de autoconsumo tipo 2

- ✓ La potencia contratada por el consumidor no tiene límite.
- ✓ La suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
- ✓ Pueden verter a la red la energía sobrante y **percibir contraprestación** económica por ello.
 - Para la liquidación del vertido horario, se aplica la normativa general de la actividad de producción, por lo que la energía inyectada se remunera al precio de mercado diario de la electricidad.
 - Debe asumir el pago del impuesto IVPE del 7% sobre los ingresos generados por la venta de esta energía según se establece en la ley 15/2012 [27].
 - Además del peaje de generación: 0,5 €/MWh [28].
- ✓ Dos sujetos, consumidor y productor.
- ✓ Se permite diferente titular de la instalación de autoconsumo y del contrato con la compañía eléctrica del suministro. Sin embargo, en el caso de que existan varias instalaciones de producción, el titular de cada una de ellas deberá ser la misma persona física o jurídica.
- ✓ Para instalaciones superiores a 100 kW, es necesaria la firma de un contrato de acceso con la compañía distribuidora del punto de conexión, obligando a que el titular de la instalación y del punto de suministro sea el mismo.
- ✓ Las instalaciones de producción deberán cumplir con los requisitos técnicos contenidos en la normativa y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial que les resulte de aplicación. RD 1955/2000, RD 1699/2011 y RD 413/2014.
- ✓ Es obligatorio el alta en el RAIPRE.
- ✓ Equipos de medida:
 - Equipo de medida bidireccional para medir la energía entrante (consumida por la instalación fotovoltaica) y la energía saliente (energía generada por la instalación fotovoltaica).
 - Equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.
 - Potestativamente, un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto frontera de la instalación.



Figura 4.6. Esquema de contadores requeridos para la modalidad de autoconsumo tipo 2

Fuente: UNEF

Cuando la potencia instalada no es superior a 100 kW y el titular propietario de la instalación es el mismo que el consumidor:

- Se debe instalar un contador bidireccional que registre la energía generada por la planta y consumida por esta.
- Equipo de medida bidireccional en el punto frontera.
- Potestativamente, un equipo de medida que registre la energía total consumida por el consumidor.



Figura 4.7. Esquema de contadores requeridos para la modalidad de autoconsumo tipo 2 para titulares únicos con instalaciones $P \leq 100$ kW

Fuente: UNEF

- ✓ Requisitos de conexión y acceso: además de lo dispuesto en la modalidad 1, en la modalidad 2 el titular de una instalación deberá suscribir un contrato de acceso con la empresa distribuidora para sus servicios auxiliares de producción directamente o a través de la empresa

comercializadora, también pueden formalizar un contrato de acceso conjunto para los servicios auxiliares de producción y para el consumo asociado. El procedimiento de conexión será el establecido en el RD 1699/2011 y en el caso de instalaciones de $P > 100$ kW será el establecido en el RD 1955/2000. El estudio de conexión debe ser asumido por el titular de la instalación.

- ✓ Necesitan la constitución y el depósito de un aval de 20 €/kW [29] cuando la potencia instalada sea superior a 10 kW [30].

4.3.3. Peaje de respaldo o “impuesto al sol”

Este es el punto más delicado del real decreto y también el que más controversias ha generado en el sector. Esta normativa establece diferentes importes a pagar asociados al autoconsumo.

Con carácter general, los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución se aplican, si se dispone de los equipos necesarios, sobre la energía y potencia adquirida de la red y energía vertida a la red, los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico sobre la totalidad de la potencia y energía consumida y el cargo por otros servicios del sistema sobre la energía autoconsumida.

Se trata de un peaje extra aplicado al autoconsumo que pretende compensar la bajada del precio del peaje que pagan los usuarios de autoconsumo al bajar el consumo, y si es el caso, la potencia contratada. Por lo tanto, en una instalación de autoconsumo se siguen pagando los peajes de acceso referentes a la potencia contratada y la energía consumida, como cualquier usuario de la red eléctrica pero además se le añaden unos cargos transitorios, que es lo que se conoce como “impuesto al sol”. Estos cargos como se expone en la disposición transitoria primera de este real decreto, constan de dos términos:

Cargo por potencia instalada (€/kW año): depende de la diferencia entre la potencia real de cada hora (potencia de aplicación de cargos) y la potencia contratada (potencia a facturar) en el caso de que esta segunda sea inferior.

Solo se aplica si la instalación cuenta con baterías que permitan reducir la potencia contratada con la compañía eléctrica o si el consumo pico supera la potencia contratada con la compañía eléctrica.

NT	Peaje de acceso	Cargo fijo (€/kW)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	2.0 A ($P_c \leq 10$ kW)	8,989169					
	2.0 DHA ($P_c \leq 10$ kW)	8,989169					
	2.0 DHS ($P_c \leq 10$ kW)	8,989169					
	2.1 A ($10 < P_c \leq 15$ kW)	15,390453					
	2.1 DHA ($10 < P_c \leq 15$ kW)	15,390453					
	2.1 DHS ($10 < P_c \leq 15$ kW)	15,390453					
	3.0 A ($P_c > 15$ kW)	32,174358	6,403250	14,266872			
AT	3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,608828	7,559262	5,081433	0,000000	0,000000	0,000000
	6.1A (1 kV a 30 kV)	22,648982	8,176720	9,919358	11,994595	14,279706	4,929022
	6.1B (30 kV a 36 kV)	16,747077	5,223211	7,757881	9,833118	12,118229	3,942819
	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,451587	1,683097	4,477931	6,402663	8,074908	2,477812
	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,551883	2,731715	3,994851	5,520499	6,894902	1,946805
	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,123313	0,000000	1,811664	3,511473	4,991205	1,007911

Figura 4.8. Cargos fijos en función de la potencia

Fuente: RD 900/2015

Cargo por la energía consumida (€/kWh): depende de la energía autoconsumida. Está constituido por los componentes correspondientes a los cargos variables asociados a los costes del sistema descontando las perdidas correspondientes, los pagos por capacidad y otros servicios del sistema.

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A ($P_c \leq 10$ kW)	0,049033					
2.0 DHA ($P_c \leq 10$ kW)	0,063141	0,008907				
2.0 DHS ($P_c \leq 10$ kW)	0,063913	0,009405	0,008767			
2.1 A ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,060728					
2.1 DHA ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,074079	0,018282				
2.1 DHS ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,074851	0,021301	0,014025			
3.0 A ($P_c > 15$ kW)	0,029399	0,019334	0,011155			
3.1A(1 kV a 36 kV)	0,022656	0,015100	0,014197			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,018849	0,016196	0,011534	0,012518	0,013267	0,008879
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,018849	0,013890	0,010981	0,011905	0,012871	0,008627
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,020138	0,016194	0,011691	0,011696	0,011996	0,008395
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,022498	0,017414	0,012319	0,011824	0,011953	0,008426
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,018849	0,013138	0,010981	0,011104	0,011537	0,008252

Figura 4.9. Cargos variables por energía autoconsumida

Fuente: RD 900/2015

Se exige de estos cargos a:

- Consumidores acogidos a la modalidad tipo 1 con una $P \leq 10$ kW.
- Instalaciones en las islas canarias, Ceuta, Melilla, Ibiza y Formentera.
- Se establece un cargo reducido en Mallorca y Menorca tal como se explica en la disposición adicional séptima del Real Decreto.

4.3.4. Elementos de acumulación

El artículo 5.5 del presente real decreto expone: “Podrán instalarse elementos de acumulación en las instalaciones de autoconsumo reguladas en este real decreto, cuando dispongan de las protecciones establecidas en la normativa de seguridad y calidad industrial que les aplique y se encuentren instaladas de tal forma que compartan equipo de medida que registre la generación neta o equipo de medida que registre la energía horaria consumida”.

El artículo 4.3 establece que “en ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores”. Así pues, en virtud de lo anterior, dado que los elementos de acumulación se deberán instalar de forma que compartan equipo de medida y protección con la instalación de generación y que en ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores, no es posible que varios consumidores compartan unos mismos elementos de acumulación.

4.3.5. Régimen sancionador

Si no se cumplen alguno de estos requisitos, existen un régimen sancionador muy contundente. Para empezar, existe un apartado dedicado al registro e inspección, existe la posibilidad de que un inspector entre en tu propiedad sin una orden judicial con tal de hacer comprobaciones. El incumplimiento de la normativa puede ser castigado con sanciones económicas desproporcionadas, está calificado como infracción muy grave, a vistas de ley. Existen multas de hasta 60 millones de euros. En la siguiente imagen se muestran algunos importes correspondientes a infracciones muy graves, para hacer una comparativa.



Figura 4.10. Importe máximo de diferentes infracciones muy graves (M€)

Fuente: UNEF

4.4. Presencia de la producción fotovoltaica en España en relación a los cambios en la regulación

En España, aunque la paridad de red sea una realidad, el sector fotovoltaico se ha dañado dramáticamente a través de un marco regulatorio modificable, una burocracia excesiva y la inclusión de impuestos adicionales o posibles peajes respaldo que son muy perjudiciales para el desarrollo de este sector. La política energética y la regulación definen de manera patente el desarrollo de las energías renovables a nivel mundial, tanto para promover como para frenar su consolidación en el mercado.

El autoconsumo fotovoltaico jugará un papel clave en la transición a un sistema de energía bajo en carbono en España, aunque se encuentra entre los países de la UE con mayor radiación solar, tiene una de las regulaciones de autoconsumo más restrictivas. Consideramos que esta regulación pone trabas a la difusión de las aplicaciones de autoconsumo fotovoltaico haciéndolas económicamente inviables. También crea desincentivos ineficientes para ajuste del sistema de la demanda y fomenta la desconexión de la red. En las condiciones actuales, el impacto económico del autoconsumo fotovoltaico en los ingresos totales del gobierno y del sistema de electricidad es positivo para inversiones en el segmento residencial, insignificantes para las del segmento comercial y negativas para las del segmento industrial. Para aumentar el cumplimiento de las directrices pertinentes de la Comisión Europea y promover la difusión de los sistemas fotovoltaicos a un costo mínimo para el sistema eléctrico, un esquema dinámico de facturación neta (net billing) es recomendado.

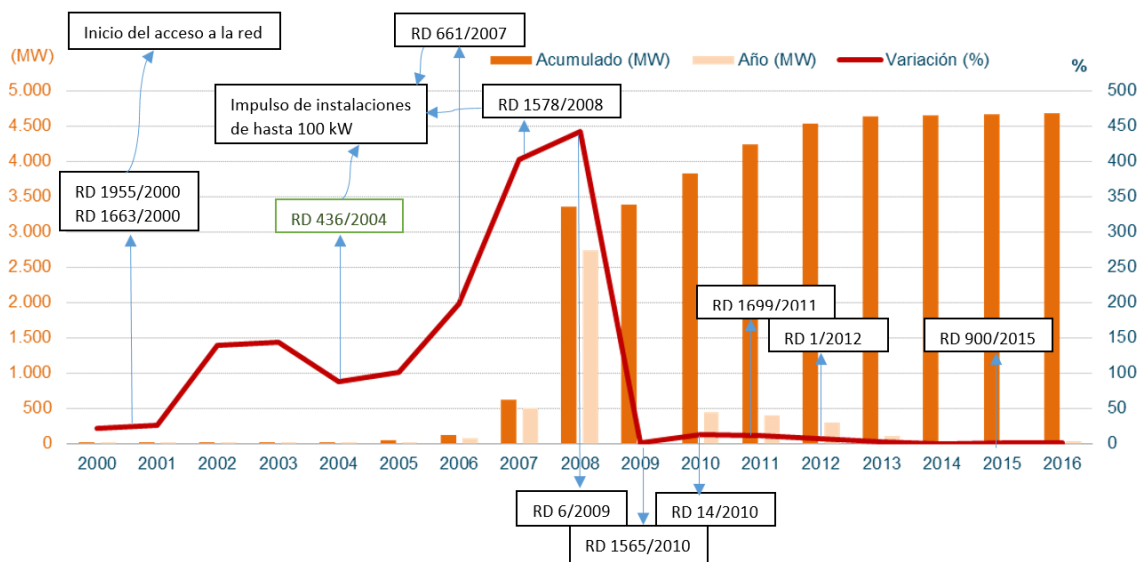


Figura 4.11. Potencia instalada anualmente y acumulada en España en función de la regulación

Fuente: Elaboración propia

5. Análisis de la regulación del autoconsumo en Dinamarca

Una vez analizado el marco regulatorio español del autoconsumo, se expone a continuación un análisis semejante, pero en esta ocasión se abarcará el caso de Dinamarca. De esta forma, analizaremos los dos marcos regulatorios en profundidad para así, poder compararlos seguidamente en el punto 6. Con el objetivo de que el análisis comparativo sea más visual y efectivo, se ha optado por seguir los mismos apartados que en el caso anterior añadiendo un apartado de las nuevas tendencias en apoyos.

5.1. Análisis de la factura eléctrica danesa: la tarifa PSO

En enero de 2003 se liberizó el mercado minorista de electricidad danés, desde entonces todos los consumidores tienen la libertad de elegir su proveedor de electricidad, como se reconoce en la § 6 del LBK 114/2018, sin embargo distribución y transporte están a cargo de un monopolio y no se le permite elegir al consumidor [31].

Esta liberización del mercado principalmente, es consecuencia de una influencia europea y sobre todo de la liberización de otros mercados de la región Nórdica (NordREG). NordREG es una organización para los reguladores de energía nórdicos, su misión es promover activamente el marco legal e institucional y las condiciones necesarias para desarrollar los mercados eléctricos nórdicos y europeos. Desde 2009 están trabajando en alinear el diseño del mercado en los países nórdicos para que sea más fácil para los proveedores operar en todos estos países lo que aumentaría la competencia y sus consecuentes beneficios para los clientes. Aunque la venta al por mayor de la electricidad en la región nórdica está muy integrada, los mercados minoristas siguen estando presentes en una gran extensión nacional [32].

Los sujetos participantes en el mercado seguirán siendo los mismos bajo este modelo armonizado de mercado, sin embargo, pueden cambiar sus responsabilidades y la manera en la que interactúan. A continuación se definen los diferentes sujetos participantes del mercado minorista de electricidad danés, así como sus roles y responsabilidades, según lo expuesto en [31] y [33].

-TSO (Transmission System Operator) – “Energinet”: Operador del sistema. Es una empresa pública independiente propiedad del estado danés perteneciente a el Ministerio de Clima y Energía. Sus tareas principales son las de garantizar el funcionamiento y el desarrollo eficiente de la infraestructura de electricidad (media y alta tensión) y gas del país así como garantizar la igualdad de acceso para todos los usuarios de la infraestructura. No tiene contacto directo con los clientes. Sus responsabilidades están legalmente definidas en la Ley de Energinet.dk, “Act on Energinet” (LBK nº 147, 2018) y la ley de suministro de electricidad, “Danish Electricity Supply Act”, (LBK nº 114, 2018). Es el responsable del

manejo de las tareas administrativas de los sistemas fotovoltaicos y facilita información detallada y una guía técnica a los consumidores y propietarios de FV.

-DSOs (Distribution System Operators): poseen la red de distribución y son responsables de operar y mantener dicha infraestructura. Formalmente, no existe una distinción clara entre redes de transmisión y distribución. En términos de roles de mercado, cualquier red conectada con el cliente es una red de distribución y tendrá que ser operada por los DSOs. Existen diferentes compañías y cada una es responsable de un área, están reguladas por la ley de suministro de electricidad, “Danish Electricity Supply Act” (LBK nº 114, 2018). Son los responsables de realizar las mediciones de consumo y generación de electricidad dentro de sus redes. Esta tarea se puede delegar a un administrador de punto de medición. Juega por tanto un papel importante en el intercambio de información entre los actores de mercado, los proveedores cuentan con estas mediciones para facturar la energía de sus clientes. Otras responsabilidades de los DSOs son las de orientar a los clientes en el uso eficiente de la energía y recaudar todos los impuestos de la energía. Cada DSO es responsable de su propia área de red, en la que son monopolistas. Deberán actuar como mercado neutral y no discriminatorio, facilitando las mismas condiciones de mercado para todos los clientes y proveedores de su área.

-Electricity supplier (comercializadora): es el principal contacto del consumidor con el mercado eléctrico. Intercambia electricidad ya sea a través de una parte responsable de equilibrio en el Nord Pool o directamente de los propietarios de la planta, y lo vende a consumidores finales. Algunas de las compañías comercializadoras, se consideran proveedores regionales o locales y no dan servicio en el resto del país. De las 59 existentes en Dinamarca solo 25 operan en todo el país [31]. Aunque existan numerosas compañías el mercado está dominado por unas pocas.

-Consumer (Consumidor): según la § 6 del LBK 114/2018, la entrega de electricidad a un consumidor requiere de un acuerdo entre consumidor y una empresa comercializadora, esta compra electricidad a la comercializadora y paga una única factura para energía, redes e impuestos directamente al proveedor.

En marzo de 2013 se implementó la primera versión del Danish DataHub con objeto de simplificar y gestionar la comunicación entre los diferentes participantes y estandarizar los procesos de mercado. Se trata de una plataforma informática que facilita y automatiza la ejecución de procesos de mercado y tasaciones comerciales en el mercado minorista danés. Es propiedad y esta operada por Energinet y garantiza la igualdad de condiciones para todos los proveedores de electricidad a través de:

- Procesos estandarizados para el registro y distribución de datos de mercado.
- Pocas barreras de entrada para nuevos participantes en el mercado.
- Un punto de entrada para el cambio de proveedor.
- Definición clara de DSO y proveedor de electricidad separando bien sus roles.

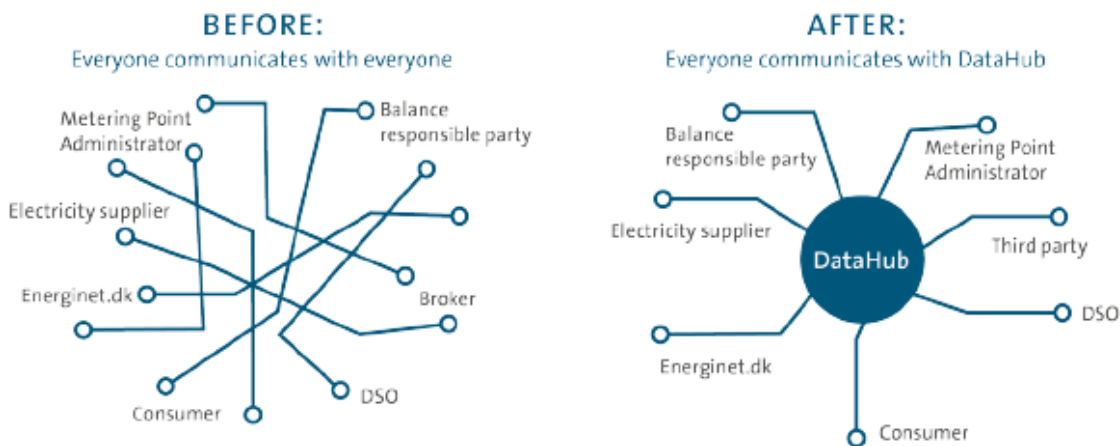


Figura 5.1. Relaciones entre los participantes en el mercado antes y después de DataHub

Fuente: [33]

En abril de 2016 se introdujo un nuevo diseño de mercado, el modelo centrado en el proveedor, junto con una desregulación de los precios de la electricidad para el consumidor. El objetivo era aumentar la competencia y apoyar el desarrollo de nuevos productores y servicios para los consumidores. Este modelo ofrece un mercado donde:

- Los proveedores de electricidad tienen contacto absoluto con el consumidor.
- El consumidor recibe una sola factura de electricidad y tiene un solo punto de contacto con el mercado eléctrico y es a través del proveedor.
- El proveedor factura al consumidor directamente por energía, red e impuestos. Posteriormente, el proveedor llega a un acuerdo con el DSO y TSO.

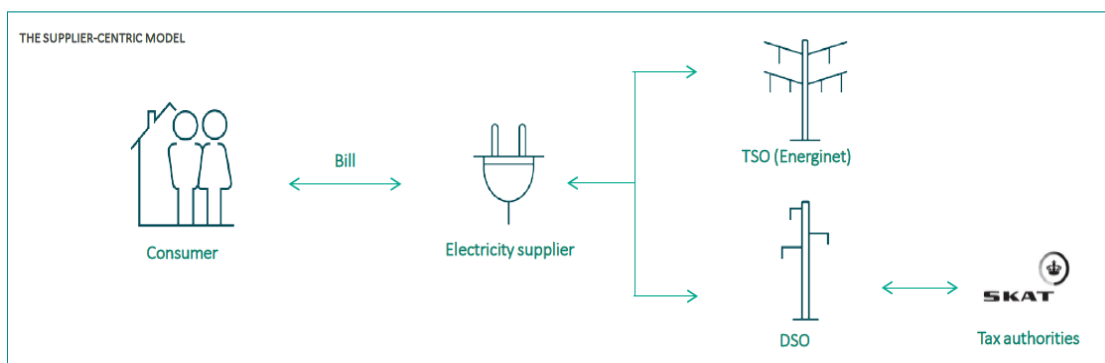


Figura 5.2. Esquema del modelo centralizado de suministro de energía danés

Fuente: [33]

La facturación al consumidor se genera a partir de un flujo de datos entre los participantes del mercado en DataHub:

- 1) El DSO envía datos medidos e información sobre las tarifas a DataHub.
- 2) El TSO (Energinet) sube las tarifas de TSO a DataHub.
- 3) DataHub envía continuamente datos medidos y tarifas para cada punto de medición al proveedor de electricidad. Este solo recibe datos de sus propios puntos de medición.
- 4) El proveedor de electricidad genera una sola factura para el consumidor.

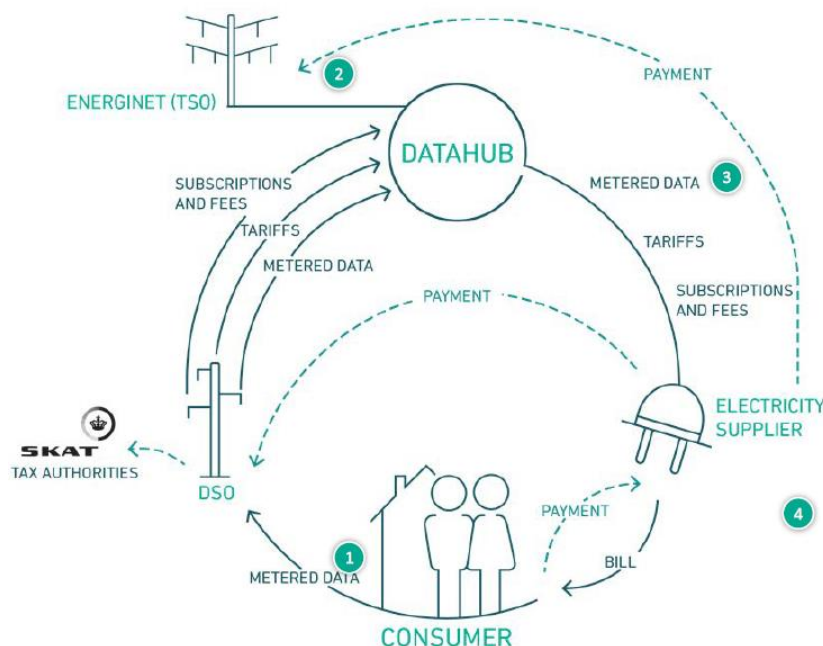


Figura 5.3. Esquema del proceso de facturación mediante DataHub

Fuente: [33]

La facturación mayorista entre DSO y TSO y proveedores se genera a partir de datos de consumo agregados enviados por DataHub. En función de las agregaciones del proveedor, DSO y TSO generan cada uno una factura para el proveedor de electricidad. El DSO es el responsable de pasar todos los pagos de impuestos de los consumidores a las autoridades fiscales danesas [33].

Para analizar la factura eléctrica danesa se presenta la estructura del proveedor de energía Syd Energi. La factura eléctrica solía ser mensual, pero desde abril de 2017 por requerimiento de los clientes pasó a ser trimestral. Las facturas trimestrales se reciben trimestralmente para el pago a mitad del trimestre. Por ejemplo, si se recibe la factura de electricidad en mayo, cubre abril, mayo y junio y tiene una fecha límite para el pago hasta el 15 de mayo. Su ciclo de facturación depende de cuando la empresa de su red lee su medidor.

Para ejemplificar aún más todo esto tomamos los documentos modelo que presenta la empresa Syd en su página web. La factura por tanto es trimestral y consiste en 3 documentos:

1) CONTABILIDAD (ACONTORATEN): una factura de acuerdo para el trimestre actual.

Acontoraten

SYD ENERGI Salg A/S
Edison Park 1 - 6715 Esbjerg N - Tlf.: 7011 5010

Side 3 af 3

Sådan er acontoraten for EI beregnet for perioden 01.04.2017 - 30.06.2017
Installationnummer: _____

EI					
SYD ENERGI Salg A/S, CVR-nr.: 25 11 83 59					
A	Basis ei - privat - 01.04.2017 - 30.06.2017	292 kWh	a	0,3010 Kr.	87,89 Kr.
B	Abonnement EI - 01.04.2017 - 30.06.2017				30,00 Kr.
C	Transportbetaling Netsekskabet	292 kWh	a	0,2277 Kr.	66,49 Kr.
D	Net-abonnement				96,00 Kr.
C	Transportbetaling Energinet.dk - nettarif	292 kWh	a	0,0590 Kr.	17,22 Kr.
C	Transportbetaling Energinet.dk - systemtarif	292 kWh	a	0,0240 Kr.	7,00 Kr.
E	EI-afgift	292 kWh	a	0,9100 Kr.	265,72 Kr.
F	Offentlige forpligtigelser - PSO	292 kWh	a	0,1440 Kr.	42,04 Kr.
	Moms 25% af 612,36				153,09 Kr.
	I alt SYD ENERGI Salg A/S				765,45 Kr.
	Gennemsnitspris ekskl. abonnement 2,08 Kr./kWh - Inkl. moms				
Aconto i alt, ei					765,45 Kr.

A: Electricidad básica u otro acuerdo de electricidad con la comercializadora, por ejemplo, a precio fijo. Se basa en el consumo estimado en el trimestre que ocupa.

B: Suscripción, cubre el contrato de suscripción de electricidad con la comercializadora durante el periodo especificado.

C: Pago de transporte, cubren los costos asociados con la operación y el mantenimiento de la red eléctrica y el transporte de electricidad al consumidor. Estas tarifas las determina el operador nacional del sistema Energinet y consta de los siguientes términos:

*Nettarif (Tarifa de red de transmisión); pagos por operación y mantenimiento de la red de alta tensión del país.

*Systemtarif (Tarifa del sistema); pago que cubre los costos administrativos de Energinet.dk para garantizar la seguridad del suministro y el funcionamiento del sistema eléctrico.

D: Suscripción a la red local, cubre los costos de su medidor de electricidad, administración y realización de ahorros de energía

E: Impuesto de electricidad.

F: Obligación pública, los pasivos públicos (PSO) son un cargo estatal, que incluyen subsidios para la energía renovable, la investigación sobre la producción de electricidad respetuosa con el medio ambiente y la seguridad del suministro. Se analiza en profundidad en el punto 5.1.1.

- 2) DECLARACIÓN (OPGØRELSEN): una declaración de su consumo de electricidad real en el trimestre anterior.

Opgørelsen

SYD ENERGI Salg A/S
Edison Park 1 - 6715 Esbjerg N - Tlf.: 7011 5010

Side 2 af 3

Sådan er opgørelsen for EI beregnet for perioden 01.01.2017 - 31.03.2017
Installationsnummer: _____

EI		Målerafmåling:			
Målnr.	Registrering af aflæsning:	Målerafmåling:		Afl. netelskab	
49048767	31.03.2017	13.503			
	31.12.2016	13.195			
EI forbrug-kWh		308			
SYD ENERGI Salg A/S, CVR-nr.: 25 11 83 59					
Basis el - privat - 01.01.2017 - 31.03.2017					
		308 kWh	a	0,3347 Kr.	103,09 Kr.
Abonnement EI - 01.01.2017 - 31.03.2017					
Transportbetaling Netselskabet					
		308 kWh	a	0,2277 Kr.	70,13 Kr.
Net-abonnement					
Transportbetaling Energinet.dk - nettarif					
		308 kWh	a	0,0590 Kr.	18,17 Kr.
Transportbetaling Energinet.dk - systemtarif					
		308 kWh	a	0,0240 Kr.	7,39 Kr.
EI-afgift					
		308 kWh	a	0,9100 Kr.	280,28 Kr.
Offentlige forpligtigelser - PSO					
		308 kWh	a	0,1730 Kr.	53,29 Kr.
Moms 25% af 653,35					
					163,34 Kr.
I alt SYD ENERGI Salg A/S					
					816,69 Kr.
Gennemsnitspris ekskl. abonnement 2,16 Kr./kWh - inkl. moms					
Opgørelse i alt, el					816,69 Kr.
- faktureret aconto el i perioden 01.01.2017 - 31.03.2017 - inkl. moms					-782,11 Kr.
For lidt faktureret					34,58 Kr.

La declaración contiene los mismos elementos que la contabilidad, pero esta vez con el consumo real del trimestre anterior. En la parte inferior se puede ver si se necesita recuperar dinero o pagar una cantidad adicional por el trimestre anterior.

Observamos que la estructura tarifaria danesa también es binomial, aunque se presente con los términos desglosados podemos agruparlos y observar que responden a un término variable (tarifa) y a otro fijo (suscripción). Según lo observado se puede formular lo siguiente:

$$T_v = Consumo * (Precio\ coste\ energía + tarifa_{red} + tarifa_{sistema} + Ie + PSO)$$


$$T_f = Suscripción_{electricidad} + Suscripción_{red}$$


$$Moms = \% * (T_v + T_f)$$

$$Tarifa\ eléctrica = T_v + T_f + Moms$$

Donde le corresponde al impuesto de electricidad (EI-afgift) y el término Moms es el IVA danés.

- 3) Una visión general de que pagar. Simplemente agrupa los dos documentos anteriores, estableciendo el precio final que el consumidor debe pagar el trimestre que ocupa, teniendo en cuenta la diferencia del trimestre anterior.





SE
ENERGI & KLIMA
SYD ENERGI Salg A/S
Edison Park 1 - 6715 Ebbjerg N
Tlf.: 7011 5010
www.se.dk

Installationsnummer	445112159
Aftagenr.	571313144501121591
Kundenr.	5203341
Fakturadato	01.05.2017
Fakturanummer	44511215913016
Webadgangskode - Datahub	0Fn0dgXV
Side	1 af 3

Opgørelse

El for perioden 01.01.2017 - 31.03.2017	I alt inkl. moms 816,69 Kr.
Opgørelse i alt	816,69 Kr.
- faktureret aconto (ekskl. evt. gebyrer, renter eller øvrige køb)	-782,11 Kr.
Til afregning	34,58 Kr.
Aconto	
El for perioden 01.04.2017 - 30.06.2017	I alt inkl. moms 765,45 Kr.
Aconto i alt	765,45 Kr.
I alt trækkes via Betalingsservice den 15.05.2017	800,03 Kr.

På de næste sider kan du se, hvordan opgørelsen og acontoarten er beregnet.

Følg dit el-forbrug og se dine regninger på www.se.dk/minside
Har du ikke tidligere været logget ind på Min Side, skal du oprette dig som "ny bruger". Her skal du anvende dit kundenr. [redacted] og pinkode [redacted]

På Min Side og SE App kan du følge dit el-forbrug, opsætte advarsler og overvågning, som du med fordel kan bruge til at reducere dit el-forbrug.

Min Side på se.dk/minside og SE app er opdateret med nye muligheder. Læs mere på se.dk/nyt

For regningen gælder:
- Overskrides sidste betalingsdato beregner vi morarenter.
- Skal vi sende en rykker, påføres et rykkergebyr på næste regning.

Har du spørgsmål til el-af-talen, regningen, forbrug, flytning eller strømbrydelse er du velkommen til at ringe til os på telefon 7011 5010.

Er du i tvivl om, du har den rigtige el-af-tale, så få et gratis PRIS-Tjek. Klik ind på se.dk/ring og udfyld formularen så ringer vi til dig hurtigst muligt.

Har du penge til gode? (nædenstående gælder ikke hvis du er PBS eller Leverandørerservice kunde)
For at få udbetalt dit tilgodehavende hos SE skal du logge på se.dk/minside/min-profil og gå ind på Ikonet udbetaling. Her skal du taste dine oplysninger (kundenr. finder du øverst på denne regning) samt registrerings- og konto nummer, hvorefter dit tilgodehavende vil blive overført til din konto.

Hvis du tilmelder din regning til PBS skal du være klar over at der kan gå op til 5-6 uger inden aftalen træder i kraft.

Venlig hilsen
SYD ENERGI Salg A/S

PS. Husk at tilmelde dig vores nyhedsbrev på se.dk, så er du altid opdateret og modtager løbende gode tilbud og konkurrencer m.m.

Podemos apreciar en la factura mostrada, que los clientes residenciales en Dinamarca pagan bastante por su electricidad.

En la Figura 5.4, observamos que junto con Alemania representan los precios más caros de toda Europa, a pesar de ello para Dinamarca el coste de la energía es de los más bajos de Europa y esto se debe a que dicho coste representa un porcentaje muy bajo del precio final. En la Figura 5.5 se muestra el desglose porcentual del precio total de la factura eléctrica danesa.

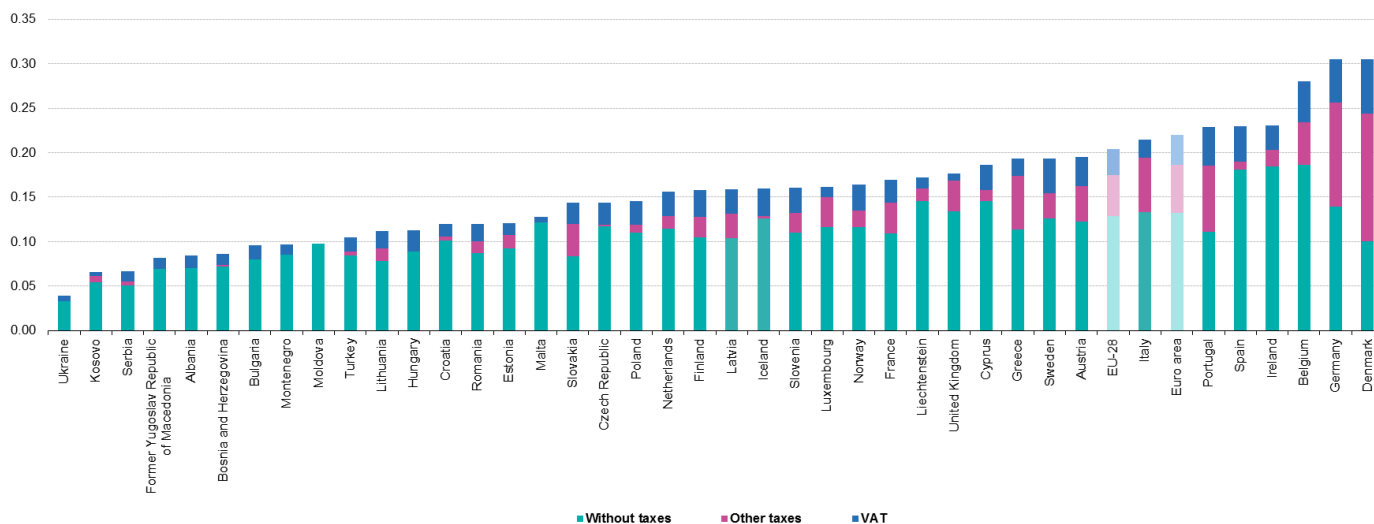


Figura 5.4. Precios de la energía en el sector residencial para los países europeos en la primera mitad de 2017

Fuente: [31]

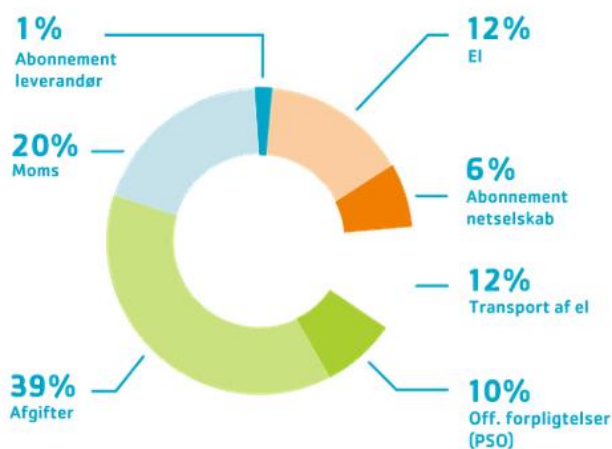


Figura 5.5. Desglose porcentual de la factura eléctrica danesa

Fuente: SE Energi & Klima

En azul se representan el IVA (20%) y la suscripción al proveedor (1%). En verde se muestran los cargos al estado que representan un 49%, un 10% representa el PSO y el otro 39% otros cargos. El naranja representa el pago por el producto eléctrico elegido, es el pago a la compañía y el único en el que el cliente puede variar sus condiciones, el 12% representa el valor de la electricidad y el 6% la suscripción a la compañía. En blanco el 12% restante representa a los costos de transporte de la electricidad.

5.1.1. La tarifa PSO

La tarifa PSO (Public Service Obligation) o tarifa de Obligaciones del Servicio público es un gravamen sobre el consumo de electricidad. Esta tarifa fue introducida por el parlamento en relación con un acuerdo de liberalización de los mercados energéticos en 1998. De acuerdo con la actual ley de suministro de electricidad (LBK 114/2018) esta tarifa se destina a los siguientes fines:

- ✓ Apoyo a las energías renovables.
- ✓ Apoyo para la cogeneración descentralizada.
- ✓ I+D en la producción de energía respetuosa con el medio ambiente y uso eficiente de la electricidad.
- ✓ Otros costos relacionados con la seguridad de suministro (apoyo a islas, para igualar precios).

Aunque comparte numerosas características con el impuesto de electricidad, el PSO es una tarifa y no un impuesto, por lo que no es el Gobierno Danés quien la recauda sino Energinet, que es una empresa sin ánimo de lucro perteneciente al Ministerio de Clima y Energía como se describió en el apartado anterior. Por lo tanto, los fondos del PSO llegan a una empresa estatal, pero no al estado en sí. Por esta razón, los ingresos del PSO no están incluidos en el presupuesto estatal. Aun su considerable magnitud, su empleo se decide políticamente de acuerdo con los requisitos de política energética.

El 17 de noviembre de 2016 se llegó a un acuerdo político para abolir gradualmente el impuesto PSO para 2022. En su lugar, se financiará el apoyo a las renovables a través del presupuesto nacional. Por lo tanto, hasta el año 2022 habrá una progresión gradual en la que los gastos serán cubiertos por el PSO y la Ley de Finanzas.

La tarifa se revisa cuatro veces por año, es decir, trimestralmente, en función del precio de potencia esperado para el próximo trimestre y la compensación por exceso/defecto del trimestre anterior. Además de la expansión orientada a los negocios del paquete de crecimiento de 2014 que contaba con un paquete de 1.600 millones de DKK para 2018. Así como el acuerdo sobre la abolición de la tarifa PSO que facilita un total de 1,5 billones de DKK en 2018, 500 millones más que en 2017.

Dado que se rige en gran parte por el precio del mercado de la electricidad, la tarifa PSO está sujeta a una gran fluctuación. Si el precio de mercado es elevado, los subsidios a las energías renovables disminuirán, y la tarifa de PSO será correspondientemente menor. Si el precio del mercado es bajo, la necesidad de subsidios aumentará y la tarifa PSO será correspondientemente más alta. Esto significa que en la práctica la tarifa PSO tiene un efecto suavizador en el costo total de la electricidad. En la Figura 5.6 se muestra la relación entre el precio de mercado y el PSO entre los años 2001-2012 como muestra gráfica de lo presentado.

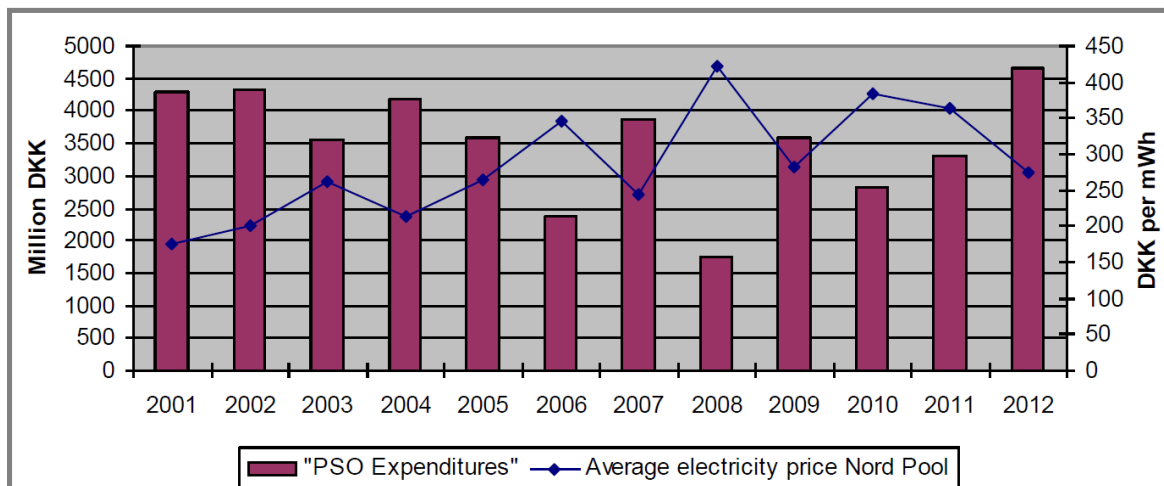


Figura 5.6. Evolución tarifa PSO en función del precio de mercado

Fuente: Energinet.dk, 2013

A continuación, se procede a desglosar la tarifa PSO para el segundo cuatrimestre (Q2) de 2018 para una mayor ejemplificación de sus valores, componentes y variables de decisión.

La tarifa PSO para el Q2 de 2018 está establecida en 14,7 øre/kWh (0,0197229 €/kWh). Se basa en los precios de electricidad para el Q2 de 23,3 øre/kWh (0,0312615 €/kWh) en el oeste y 24,4 øre/kWh (0,0327373 €/kWh) en el este de Dinamarca. Para el prosumidor la tarifa se establece en 0,5 øre/kWh.

La especificación de la tarifa PSO para Q2 de 2018 se muestra en la Tabla 5.1, se destina principalmente a subsidios para la tecnología eólica (en mar y tierra) y para instalaciones descentralizadas.

Inversión del PSO de Q2 2018	<i>Millones de kr.</i>	<i>Millones de €</i>
<i>Subvenciones para eólica offshore (mar)</i>	512	68,7
<i>Subvenciones para eólica onshore (tierra)</i>	361	48,4
<i>Subsidios para biomasa</i>	130	17,4
<i>Subvenciones para biogás para electricidad</i>	150	20,1
<i>Subvenciones para instalaciones descentralizadas</i>	505	67,8
<i>Otros cosas de renovables</i>	30	4,0
<i>Ayuda del paquete de crecimiento 2014</i>	-399	-53,5
<i>Ayuda de la abolición del PSO 2016</i>	-234	-31,4
<i>Compensación exceso/defecto Q1</i>	-57	-7,6
Gastos totales del PSO	998	133,9

Tabla 5.1. Especificación de la tarifa PSO para el Q2 de 2018

Fuente: Elaboración propia basada en [34].

5.2. Evolución de la regulación danesa referente al autoconsumo

La política energética danesa se dispone en los llamados acuerdos de energía, que son alcanzados por consenso político y revisados cada 5 años.

1998 – Se estableció el esquema de balance neto para sistemas fotovoltaicos privados e institucionales para un periodo piloto de cuatro años. Bajo este programa, la electricidad autogenerada se compra al mismo precio de la electricidad estándar que vende la compañía.

Además, se aprobó el proyecto SOL-300, que representa uno de los principales proyectos daneses para implementar sistemas fotovoltaicos sobre tejados de viviendas unifamiliares. El proyecto cumplió su objetivo de implementar 300 sistemas fotovoltaicos en tejados ya existentes. Proporcionó un acercamiento de la sociedad a la tecnología fotovoltaica. Finalizó en 2001.

2001 – **Orden ejecutiva nº 759 de 24 de agosto sobre opciones de liquidación para los propios productores de electricidad** reconoce a los prosumers como productores de electricidad y establece los siguientes requisitos:

- 1) La planta de generación de electricidad debe ser 100% propiedad del consumidor.
- 2) La planta de generación de electricidad debe estar ubicada en el lugar de consumo.

Con el fin del proyecto SOL-300 y tras su éxito, se lanzó el programa SOL-1000, con el objetivo de 1000 nuevos objetivos de desarrollo de arquitectura solar y construcción de sistemas integrados.

2002 – El esquema de balance neto se extendió otros cuatro años hasta 2006. Este esquema resultó ser barato, fácil de implementar y administrar y una forma efectiva de estimular el despliegue de la FV en Dinamarca.

2005 – Antes de que acabaran los 4 años (2006), se llevaron a cabo unas discusiones políticas en las que el balance neto para sistemas FV privados se volvió permanente. En marzo, “The Energy Agency” estableció un nuevo plan energético (“Danish National PV Strategy”) que se centraba en la liberalización completa del mercado.

2006 – Con la finalización del proyecto SOL-1000, Dinamarca se quedó sin incentivos para reducir el costo de capital de los sistemas fotovoltaicos. A finales de 2006 Dinamarca (incluida Groenlandia) tenía aproximadamente 2,9 MW de FV instalados, un aumento aproximadamente 250 kW en comparación con 2005. Los sistemas FV conectados a red constituyen el 90 % de los sistemas FV en Dinamarca.

2008 – Se establece una asociación de FV danesa llamada Dansk Solcelle Forening, esta asociación juega un papel fundamental en las revisiones del plan estratégico nacional de FV.

2009 – Entra en vigor “**The Promotion of Renewable Energy Act.**” (Act. nº 1392 de diciembre de 2008).

2011 – Las instalaciones conectadas a red siguen siendo mayoritarias en términos de capacidad total instalada en el país.

2012 – Con la caída de los precios de los sistemas FV, llegó la paridad de red a Dinamarca y se produjo un “boom” de instalaciones, aproximadamente pasaron de 17 MW hasta 388 MW. Este aumento tan drástico dio paso a numerosos debates políticos que dieron lugar, a finales de 2012, a la aprobación del último acuerdo de energía que cubre el periodo hasta 2020 y en el que se establece una reducción del tiempo de balance neto de un año a una hora.

2013 – Esto se fue discutiendo a lo largo del 2013, y se establecieron en junio con algunas disposiciones transitorias, poniendo un límite al futuro de las instalaciones FV según el esquema de balance neto en términos de capacidad instalada máxima, 800 MW para 2020. Para instalaciones municipales se establecieron 20 MW adicionales para 2020. Se excluyó a la tecnología FV del FiT estandarizado a largo plazo para eólica y FV de 0,60 DKK/kWh (8,05 c€/kWh) para los primeros 10 años y 0,40 DKK/kWh (5,4 c€/kWh) para los siguientes 10 años.

2015 – La agencia nacional danesa de la energía encargó una revisión de la estrategia nacional de FV. Sin embargo, esta revisión no recibió ningún reconocimiento oficial.

2016 – El gobierno creó una comisión nacional de la energía, un cuerpo asesor independiente con la participación de la universidad y empresas.

2018 – A partir de abril, las nuevas instalaciones solo podrán consumir la energía producida inmediatamente, lo que significa que no hay más esquemas de balance neto. Con esta nueva regulación, en promedio el consumidor puede autoconsumir el 20% de la producción fotovoltaica. El resto de la electricidad se puede vender a la red a precio de mercado. El consumidor no tiene que pagar impuestos, IVA, etc. por el kWh de electricidad consumida inmediatamente.

Además, entre 2008-2015, Dinamarca tuvo un fondo anual de 25 millones de DKK para promover la diseminación de pequeñas plantas de energía renovable (ForskVE-programme). [35]

5.3. Análisis del BEK 999/2016

En Dinamarca el autoconsumo estaba regulado a través del balance neto puro, es decir, sin venta de excedentes, desde 1998. En 2005 el sistema de autoconsumo se instauro de forma permanente y se dispuso para clientes residenciales. Esta forma de autoconsumo estaba permitida para todas las tecnologías renovables excepto la geotérmica. Para beneficiarse de ella, las instalaciones deberían estar conectadas a una red colectiva en el lugar de consumo y ser propiedad 100% del propio consumidor.

El Decreto sobre liquidación neta para generadores de electricidad BEK 999/2016 regula el autoconsumo mediante el esquema de balance neto en Dinamarca. A partir del 1 de enero de 2018, entra en vigor la Orden Ejecutiva nº 1749 de 26 de diciembre de 2016. Esta orden modifica el Decreto nº 999 de 2016. Dichas modificaciones únicamente tratan de pasar las competencias de Energinet.dk a ser competencias de la “Agencia de Energía Danesa” (DEA) (www.ens.dk).

La regulación del balance neto autoriza la exención de ciertos operadores de plantas generadas de electricidad del pago del PSO o de parte del mismo. El balance neto se impulsa mediante incentivos fiscales. Diferencia a los productores según su potencia nominal de salida.

P ≤ 50 kW [§ 4]

- Sujeto a un compromiso previo con la DEA
- La planta debe ser propiedad 100% de la misma entidad legal que el consumidor
- La planta debe estar conectada a la propia instalación de consumo
- Puede ser provisto para liquidación neta, calculada en una base horaria, por la cual el prosumidor está exento de pagar sumas para cubrir pasivos públicos (PSO) en relación con el consumo de electricidad propio.

P > 50 kW [§ 3]

- Sujeto a un compromiso previo con la DEA
- La planta debe ser propiedad 100% de la misma entidad legal que el consumidor
- La planta debe estar conectada a la propia instalación de consumo o debe estar ubicada en el lugar de consumo.
- Puede ser provisto para liquidación neta, calculada en una base horaria, por la cual el prosumidor está exento de pagar sumas para cubrir el coste de la electricidad ambiental en relación con el consumo de electricidad propio.

Para los inquilinos que no son propietarios de las plantas elegibles (§ 3, párrafo 3 y § 4, párrafo 3), pueden tener derecho a la exención total o parcial de la tarifa PSO para el consumo propio de electricidad producida en una planta que utiliza solo fuentes de energía renovables si:

- ✓ La planta es 100% propiedad del dueño de la propiedad
- ✓ El dueño de la propiedad ha puesto la planta a disposición del inquilino para la medición neta
- ✓ El inquilino paga el consumo de electricidad directamente a la empresa de la red cada hora

Todo lo provisto en los capítulos 1, 3-5 de la presente ley es aplicable para los inquilinos cubiertos en este apartado [§ 5].

Para poder beneficiarse de este esquema se debe presentar una solicitud a la DEA con todos los requisitos dispuestos en la sección 6 párrafo 4 de la presente ley. Debe haber una solicitud por planta y debe usarse el formulario de solicitud facilitado por la DEA en su página web www.ens.dk.

Para instalaciones cubiertas por § 4 ($P \leq 50$ kW) la solicitud debe confirmar que la planta está instalada en la misma instalación de consumo.

Si se solicita una solicitud de un suplemento de precios para la electricidad respetuosa con el medio ambiente, debe presentarse una solicitud de liquidación neta al mismo tiempo que una solicitud de suplemento de precios de conformidad con la Ley de promoción de las energías renovables, "Promotion Renewable Energy Act" (ACT 119/2018), esto se analiza en el apartado 5.3.1.

Esta debe ser aprobada antes del inicio del proyecto de la instalación consecuente y es la DEA quien toma la decisión de si es posible obtener o no la liquidación neta de acuerdo con esta orden ejecutiva. Las condiciones determinantes en esta decisión son las siguientes:

- 1) Si la planta de generación está conectada a la red pública
- 2) Si se establecen medidas de electricidad hacia y desde la red
- 3) Si la planta generadora ha sido notificada en el registro mencionado en la §85a, subsección 2, nº 2 de la ley de suministro de energía eléctrica, "Act on Electricity Supply" (LBK 114/2018).
- 4) Si la DEA ha recibido

Energinet.dk calcula la liquidación neta sobre la base de la producción de electricidad medida y del suministro de electricidad medido hacia y desde la red eléctrica. Dichas medidas deben ser realizadas utilizando equipos medidores propios del servicio público como se indica en la Orden Ejecutiva sobre el funcionamiento del sistema y el uso de la red de transporte y electricidad.

A continuación, se describen los pasos que se deben seguir a día de hoy durante el proceso de solicitud de la tarifa neta según están descritos en la página web de la Agencia de Energía Danesa. Este proceso se divide en varias partes:

La primera parte es solicitar la liquidación neta antes de que comience el proyecto. A partir de entonces, su instalador conectará la instalación a la red cuando haya una instrucción del operador de red. Finalmente, se busca una decisión final. Como futuro propietario, debe solicitar un compromiso con el acuerdo neto en la Agencia Danesa de Energía. Al seleccionar los grupos de liquidación neta 1, 2 y 4, el propietario debe encontrar una comercializadora que comprará cualquier producción excedente. Puede haber diferencias entre los servicios y los costos administrativos de las comercializadoras en función del grupo que elija.

Se debe tener en cuenta que, para todos los grupos de liquidación neta, su comercializadora le cobrará una suscripción por el alquiler del medidor de electricidad y por la administración.

5.3.1. Grupos de liquidación neta

En la página web de la Agencia de Energía Danesa (www.ens.dk) diferencian en varios grupos, a los diferentes esquemas de autoconsumo a los que se puede acoger una instalación fotovoltaica a día de hoy para obtener una liquidación neta. Dependiendo del grupo de liquidación neta de la planta, se establecen formas y tiempo diferentes para realizar las mediciones.

Existen 5 grupos de liquidación neta diferentes. Se debe tener en cuenta que la fecha de inicio del proyecto y la fecha de conexión de la planta afectarán a la solicitud de recargo que debe presentarse a la DEA.

Grupo 1: Instalaciones donde el total de la producción eléctrica es vendida y el consumo se compra. Ambas acciones se producen a través de una comercializadora. Todas las compras y ventas de electricidad en el Grupo 1 se realizan bajo las condiciones de mercado. Como propietario, debe encargarse de encontrar un proveedor de producción para la generación y un proveedor de suministro, este puede ser el mismo o dos diferentes. El grupo 1 paga la tarifa PSO por su consumo y la tarifa reducida por su propia producción.

Grupo 2: Instalaciones donde se venden solo los excedentes. Si no recibió aprobación para un recargo (instalaciones conectadas antes del 31 de diciembre de 2015), debe vender el excedente a través de una comercializadora. Algunas comercializadoras requieren una suscripción más elevada para el Grupo 2 que para el 1.

Grupo 4: Es una solución instantánea, lo que significa que la potencia debe consumirse al mismo tiempo que se produce. Cualquier producción excedente se vende a la red de inmediato a través de una comercializadora.

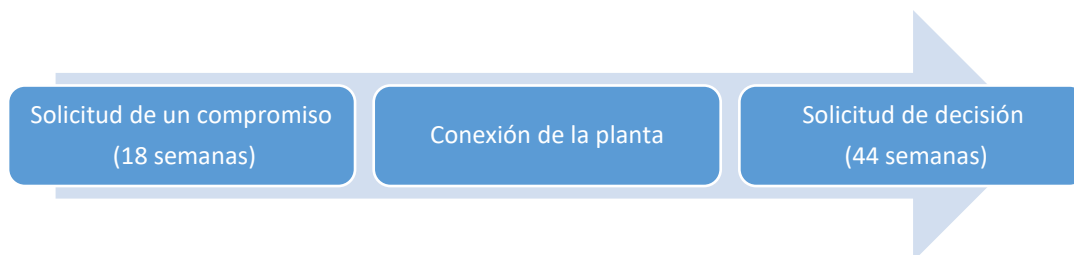
Grupo 5: Es una solución instantánea, lo que significa que la potencia debe consumirse al mismo tiempo que se produce. La diferencia con el grupo 4, es que no obtiene ninguna liquidación por la posible producción excedente (esta suele ser mínima o despreciable). Algunas compañías de red requieren una suscripción más baja para los sistemas fotovoltaicos de este grupo.

Grupo 6: Liquidación neta anualizada. Solo disponible para instalaciones conectadas a la red antes del 31 de diciembre de 2013. La instalación debe ser de propiedad privada y debe ubicarse en un edificio no destinado a usos comerciales. La potencia de la planta debe ser como máximo 6 kW para casos residenciales. Sin embargo, por ejemplo, para colegios, edificios municipales, etc. el máximo se extiende a 6 kW por cada 100 m², este escenario expirará antes de 2032. En invierno puede consumirse la producción sobrante del verano, es lo que se conoce como balance neto puro, de hacer este balance se encarga la compañía de red.

Una vez se haya escogido el grupo, la DEA se pone en contacto con el cliente con la respuesta de si se le ha otorgado un compromiso de liquidación neta. Entonces el instalador eléctrico debe comunicar el registro con el operador de red local. Por lo tanto, como se ha introducido antes, solo queda el proceso de la decisión final.

Para realizar la solicitud de decisión final, a partir del momento en el que se realiza la primera medición de electricidad desde y hacia la red de la planta, el prosumidor tiene 30 días para solicitar la decisión final [§ 9, párrafo 2, 4)]. La comercializadora responsable suele comunicarse con el prosumidor. Si una planta de generación, que ha adquirido un compromiso de liquidación por parte de la DEA, no conecta la planta correctamente pasados 2 años de la fecha de comienzo del compromiso, dicho compromiso expirará [§ 8, párrafo 2)].

Con objeto de clarificar y resumir los procesos de conexión de una instalación de autoconsumo que opta a liquidación neta, se propone un diagrama de bloques con los procesos a seguir para dar de alta una instalación, así como la media del tiempo que ocupa cada uno de estos proporcionada por la DEA.



5.4. Análisis del “Promotion of Renewable Energy Act” (Act 119/2018)

El objetivo de esta ley es promover la producción de energía mediante el uso de fuentes de energía renovables de acuerdo con las consideraciones climáticas, ambientales y macroeconómicas para reducir la dependencia de los combustibles fósiles, garantizar la seguridad de suministro y reducir las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero. Pretende contribuir al cumplimiento de los objetivos nacionales e internacionales sobre el aumento de producción de energía producida mediante el uso de fuentes renovables.

En particular, uno de los propósitos establecidos en su Sección 2, subsección 1, punto 1 es proporcionar suplementos de precios para turbinas eólicas y otras plantas de producción de electricidad que utilizan fuentes de energía renovables. En la misma sección, subsección 2 reconoce a la energía solar como una de estas energías elegibles para estos suplementos.

Para que esta ley sea de aplicación, las instalaciones deben cumplir con lo establecido en la ley de suministro de energía (LBK 114/2018). Además, en su sección 2 subsección 6, remarca que no será de aplicación para instalaciones sujetas al “Pilot Provision Act” para instalaciones solares que se expone y describe más adelante en el punto 5.5.

Los operadores de las plantas reciben por tanto un bono variable (suplemento) además del precio de mercado si deciden vender su producción. La suma de la bonificación y el precio de mercado no excederá un cierto máximo legal, que depende de la fecha de conexión de una planta determinada y la fuente de energía utilizada. Existen dos tipos de bonos:

- **Bonificación máxima:** la bonificación varía de acuerdo con el precio de mercado y el máximo legal establecido para la suma tanto del precio de mercado como del bono.
- **Bonificación garantizada:** en ciertos casos, los operadores de la planta reciben una bonificación garantizada además del precio de mercado. En tales casos, el máximo no está definido por la ley (§§ 36-48).

Para el caso de la energía solar estas bonificaciones se basan en que el Ministerio de Clima y Energía (§56 párrafo 1) puede otorgar soporte para la electricidad producida mediante la tecnología fotovoltaica para un grupo de 20 MW por año desde 2013 hasta 2017. En 2016 y 2017 solo son elegibles las instalaciones con una capacidad instalada menor de 500 kW. Para los proyectos en los que la decisión sobre el compromiso de tarifa se cumplió en 01.01.2017 o posterior, la ayuda total por proyecto no podrá superar un importe equivalente a 15 millones de euros (§ 47, párrafo 8). Las siguientes instalaciones pueden recibir el soporte (§ 47 párrafo 7) durante 10 años a partir de la conexión a la red de la instalación. La tasa de subsidio depende del año en que Energinet haya aprobado la subvención.

A continuación, procedemos a analizar los suplementos. Para una mayor claridad se resumen y exponen en la siguiente tabla:

FOTOVOLTAICA, FONDO DE SUBSIDIO ANUAL CON UN ESTABLECIMIENTO DE 20 MW

AÑO DE APROBACIÓN DE LA INSTALACIÓN POR ENERGINET	Precio de liquidación fijo [DKK/kWh] 1DKK = 0,134221 €				Base legal
	2015	2016	2017	2018	
INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS DE AUTOCONSUMO CON UNA CAPACIDAD MÁXIMA DE 6 KW	1,02	0,88	0,74	-	§ 47 subsección 7, nº 1)
INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS DE AUTOCONSUMO COMUNES EN TEJADO O INTEGRADAS	1,11	0,94	0,77	-	§ 47 subsección 7, nº 2)
INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS COMUNES NO CONECTADAS A LA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO	0,78	0,72	0,66	-	§ 47 subsección 7, nº 3)
OTROS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COMUNES EN EL FONDO ANUAL 3 (PARA CONSUMO COMÚN PRIVADO)	1,02	0,88	0,74	-	§ 47 subsección 7, nº 1)

Tabla 5.2. Bonos para la tecnología fotovoltaica según el LBK 119/2018
Fuente: *Elaboración propia basada en [36].*

Los costos del sistema de soporte corren por cuenta de los consumidores (§ 8 párrafo 2 de la Ley de suministro de electricidad). Se ha optado por introducir los suplementos disponibles en los últimos años, anteriormente existían bonos mucho más beneficiosos, por ejemplo, las plantas conectadas antes del 21 de abril de 2004, se podían acoger a un bono garantizado de 0.60 kr. /kWh. Este precio es menor que los anteriores, pero estaba garantizado durante los 20 años siguientes a la conexión de la instalación (§ 47 subsección 2).

Posteriormente a partir del 21 de abril y hasta el 19 de noviembre de 2012 se redujo a 0.60 kr. /kWh durante los primeros 10 años y 0.40 kr. /kWh durante los siguientes 10 (§ 47 subsección 3). Y continúa reduciéndose (§ 47 subs.4,5,6) hasta su eliminación completa en 2018.

5.5. Nuevas tendencias: Nuevo modelo de soporte para energía eólica y solar en 2018-2019

Este acuerdo no incluye a las instalaciones solares conectadas a su propio consumo, pero se presenta como referencia de los avances y continuos escenarios de apoyo que ofrece Dinamarca al sector solar y en general al de las energías renovables. Por ello simplemente se presenta, no se entra en detalle de análisis ya que no contempla el autoconsumo.

El 26 de septiembre de 2017 el gobierno firma el *acuerdo sobre el nuevo modelo de soporte eólico y solar en 2018-2019*. En este acuerdo afirma “marcar la historia de la política energética en Dinamarca” ya que por primera vez permite que la tecnología fotovoltaica y eólica compitan para entregar el máximo de energía limpia a los consumidores por un total de aproximadamente mil millones de DKK en la oferta anual de 2018-2019. Después del acuerdo de votación [37], se decidió asignar finalmente 829 millones de DKK en lugar de los 1,015 mil millones iniciales. Se han destinado un total de 250 millones de DKK para 2018 y 579 millones para 2019 [38]. El apoyo se otorga como un suplemento de precio fijo en el precio de la electricidad, por lo que la incertidumbre sobre las fluctuaciones en los precios de la electricidad corre a cargo de los desarrolladores del proyecto y no de la tesorería y por tanto de los contribuyentes [39].

El apoyo ofrece un suplemento de precio fijo por kWh producido y entregado a la red eléctrica colectiva danesa durante 20 años a partir de su fecha de conexión con un máximo de 23 años desde que se firme el contrato. Pasados estos 20 años, no se pagarán más suplementos, el propietario decidirá si quiere dejar la instalación operativa o no. No se descarta que, pasados estos 20 años de contrato, la instalación pueda ser utilizada para autoconsumo.

El suplemento se otorgará al postor(es) que ofrezca ofertas condicionales con el suplemento de precio más bajo. El ganador será responsable de vender la electricidad acordada por el tiempo acordado en su oferta. Recibirá un suplemento de precio fijado anteriormente además del precio de mercado. El propietario es responsable de vender su electricidad al mercado y obtener así el precio de mercado, la DEA solo le otorgará la parte correspondiente al suplemento por esa electricidad vendida. Para más información consultar los borradores [37] y [38].

"El nuevo modelo de adquisición será una buena prueba general sobre cómo podemos permitir que las tecnologías compitan entre sí para ofrecer la mayor cantidad de energía verde a los consumidores antes de implementar un nuevo acuerdo de energía. Aquí el objetivo será cubrir al menos la mitad de la demanda energética de energía renovable de Dinamarca para 2030, lo que requerirá una expansión masiva con energías renovables. Por lo tanto, debemos cosechar experiencias valiosas ahora ", dice Lars Chr, Ministro de Energía y Clima de Dinamarca [39].

5.6. Presencia de la producción fotovoltaica en Dinamarca en relación a los cambios en la regulación

A modo de aportación visual de lo descrito en el punto 5.2 se presenta el siguiente gráfico con la evolución de la capacidad FV instalada en Dinamarca a lo largo de los últimos años.

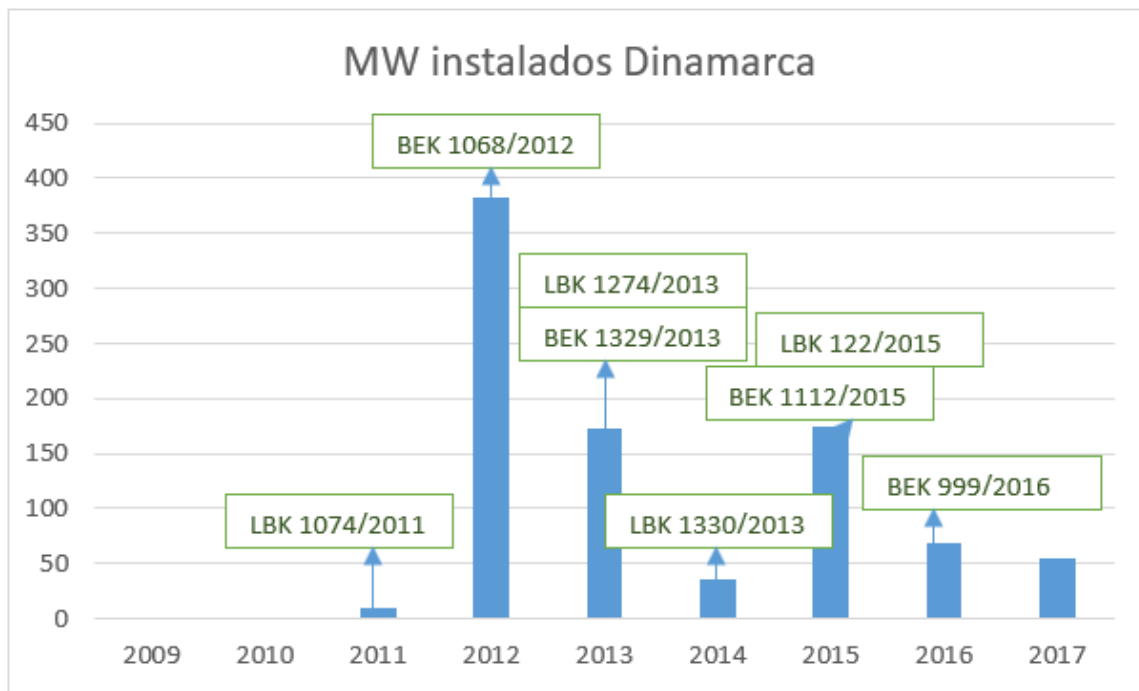


Figura 5.7. Capacidad instalada en MW en Dinamarca

Fuente: *Elaboración propia a partir de datos de [40].*

Se observa el claro “boom” que se produjo en 2012, como se describió anteriormente. En ese mismo año el cambio del escenario de balance neto anual a horario produjo esa considerable caída en el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas.

Sin embargo, en 2015 se produce otro auge en el desarrollo de instalaciones. Esto es debido a la cada vez más atractiva caída de precios de la tecnología además de los escenarios de apoyo en los que se ofrecen suplementos fijos por la energía vertida a la red, como se detallaban en el punto 5.4 además de los apoyos del balance neto, en el que siguen exentos de pagar cargos públicos en la facturación eléctrica. Con la llegada del BEK 999/2016 y la restricción y continua bajada de los suplementos fijos, el número de instalaciones desarrolladas en 2016 vuelve a bajar.

A pesar de los continuos cambios en la regulación, el panorama de generación cambia mucho a lo largo de estos años en Dinamarca, la descentralización de la producción es una realidad en Dinamarca como podemos observar en el siguiente mapa que nos facilita la Agencia Danesa de Energía.

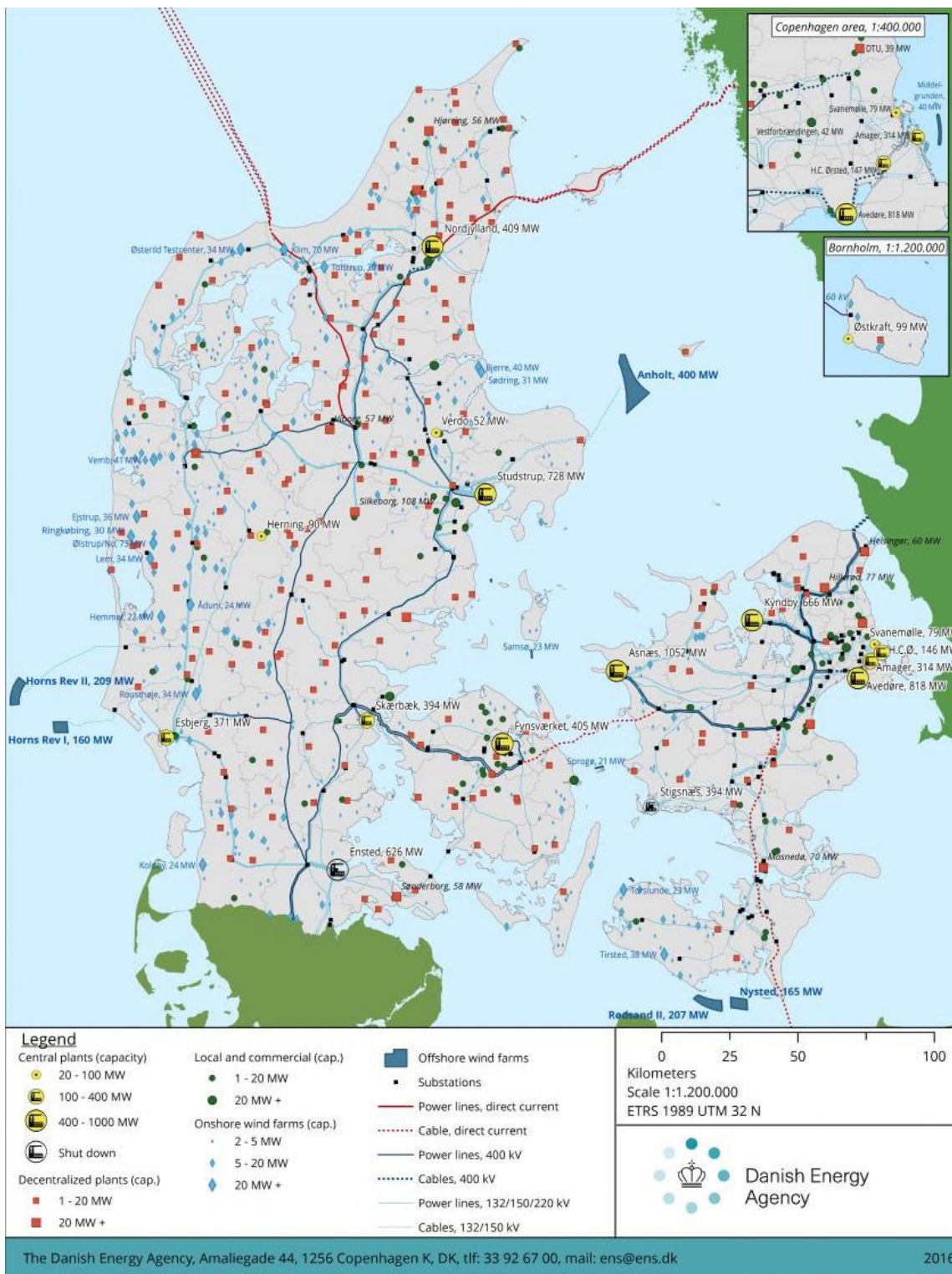


Figura 5.8. Mapa de la producción y transmisión de electricidad Dinamarca

Fuente: Agencia Danesa de Energía (www.ens.dk)

6. Análisis comparativo del marco regulador español y danés en términos de autoconsumo

Para finalizar, y con el objetivo de cohesionar todo lo anteriormente descrito, se procede a realizar el análisis comparativo entre los dos países estudiados, estableciendo así una comparativa entre ambos marcos.

Para ello, además del marco regulador, se considera importante establecer una comparativa más amplia, ya que para poder comparar las regulaciones que implican indicaciones de funcionamiento de mercado, términos de las facturas y evolución, es precisa una comparación de cada uno de los puntos tratados.

6.1. Mercado eléctrico

En 1997 se promulgó la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico que liberalizaba el mercado eléctrico en España. Dicha ley sufrió posteriormente diversas modificaciones y no fue hasta 2006 cuando se “liberizó” por completo separando completamente a distribuidoras y comercializadoras. Finalmente queda derogada mediante la nueva ley del Sector Eléctrico 24/2013 aprobada en diciembre de 2013 que, no obstante, mantiene la estructura básica del sector. Como consecuencia en España actualmente todos los consumidores tienen la libertad de elegir un proveedor de electricidad, sin embargo, distribución y transporte están a cargo de un monopolio y no se le permite elegir al consumidor. Esto no ocurrió en Dinamarca hasta enero de 2003, fecha en la que se produjo la liberación completa de su mercado minorista de electricidad. Esta liberización fue resultado de una influencia europea y sobre todo de la liberización de otros mercados de la región Nórdica.

En ambos países, además del mercado liberizado, existe el mercado regulado. Ambos se apoyan en la directiva Europea 2009/72/EC, en la que se establece que *“Los consumidores residenciales de la Unión Europea tienen el derecho a ser suministrados con electricidad a un precio razonable”*, lo que impulsa a ambos gobiernos a mantener proveedores de electricidad de último recurso. Estas son empresas comercializadoras designadas por el gobierno para proporcionar a los consumidores, que cumplan las condiciones, una tarifa de último recurso. En España esta tarifa es establecida por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital o y en Dinamarca por la Agencia de Energía Danesa (DEA).

Sujetos de mercado: Se describen a continuación los diferentes sujetos participantes en el mercado en cada caso. Como son los mismos para ambos países, se procede a estudiar la posible diferencia entre sus funciones y/o responsabilidades.

- **Productor:** La producción de electricidad está liberizada en ambos países y regulada por la legislación pertinente a cada país ya expuesta.
- **Operador del mercado:** El operador de mercado en el caso de España es la empresa pública OMIE que es una empresa compartida al 50% con Portugal. En Dinamarca es el Nord Pool que tiene 380 miembros en 20 países, dichos miembros son públicos y privados.
- **Operador del sistema:** En España es la empresa privada REE (Red Eléctrica Española) y en Dinamarca es la empresa pública independiente propiedad del estado danés y perteneciente al Ministerio de Clima y Energía, Energinet. No se aprecian diferencias notables entre sus funciones y responsabilidades dentro del mercado. La única diferencia significativa es que en un caso es una empresa privada y en otro una empresa pública.
- **Transportista:** Para ambos países, son las mismas empresas operadoras del sistema las que también se encargan de la infraestructura de transporte de electricidad, también con unas funciones y responsabilidades similares.
- **Distribuidores:** En cuanto a las responsabilidades de los distribuidores a efectos de ley, también comparten funciones entre los dos países, sin ninguna diferencia remarcable. En ambos países son empresas privadas las que se encargan de la distribución, existen multitud de empresas, pero solo unas pocas tienen el control y monopolio según la región o área. Por ejemplo, en el caso de España solo 5 distribuidoras tienen el control de la distribución. En Dinamarca son 6 empresas las que tienen esta función.
- **Comercializadores:** En ambos países, la comercialización de energía está totalmente liberizada, por lo que se describía anteriormente. Es por esta razón que existen numerosas empresas dedicadas a la comercialización de energía lo que asegura competitividad y beneficios para los consumidores ya que son libres de elegir la comercializadora que mejor les convenga. En ambos países como se mencionó anteriormente, existen comercializadoras de último recurso que ofrecen la tarifa de último recurso o las ahora denominadas Precio Voluntario al Pequeño Consumidor y que son fijadas por el gobierno.
- **Consumidores:** todos los miembros de la Unión Europea tienen derecho a acceder a la electricidad a un precio razonable.

La diferencia más destacable con la que podemos concluir en la diferencia de los mercados eléctricos de ambos países es que, aunque ambos cuenten con los mismos sujetos y estos tengan funciones y responsabilidades similares, en Dinamarca estos se comunican con un programa destinado para interconectar a todos ellos, simplificando el proceso y haciéndolo más transparente, esta herramienta es DataHub que ya ha sido explicada en el apartado 5.1.

6.2. Factura eléctrica

A continuación, se proceden a explicar las principales diferencias encontradas entre la forma de facturación de la energía de cada país contando con los desgloses de las facturas eléctricas que se han presentado en los apartados 4.1 y 5.1.

La primera diferencia que encontramos en la factura eléctrica es su periodicidad. La factura eléctrica danesa solía ser mensual, pero desde abril de 2017 por requerimientos de los clientes pasó a ser trimestral. En España, sin embargo, continúa siendo mensual, además se factura la energía ya consumida en el mes que por toque. En Dinamarca esto no es así, como se ha explicado en el apartado 5.1, la factura trimestral se paga a mitad del trimestre por la energía consumida hasta ese momento y por una estimación que se hace en función de su consumo para los días restantes. Después se ajusta la diferencia entre el consumo real y la estimación. Por lo tanto, en Dinamarca la factura eléctrica en lugar de uno cuenta con 3 documentos, contabilidad (“Acontoraten”), declaración (“Opgørelsen”) y el ajuste de la diferencia entre estos dos documentos. España cuenta con un proceso simplificado con 1 solo documento ya que solo se factura la electricidad ya consumida.

La segunda diferencia remarcable es que, a diferencia de España, Dinamarca no diferencia entre periodos de facturación de la energía, por lo tanto, más allá de la tarifa acordada con la comercializadora, no se producen variaciones en el precio de la energía consumida. Ambas estructuras tarifarias son binomiales, es decir que cuentan con un elemento fijo y otro variable. En España el término fijo se refiere al término de potencia contratada y el término variable a la energía consumida. En Dinamarca funciona diferente, el término fijo se corresponde a la suscripción a una determinada tarifa, la cual determinará el término variable. Existen 2 tipos de suscripciones (normal y horaria) y 5 tipos de tarifas elegibles (A0, A alta, A baja, B alta, B baja, C). Las tarifas clasifican a los clientes según su demanda, pero esta solo depende de si se conectan en alta, media o baja tensión y no de una potencia determinada como en España.

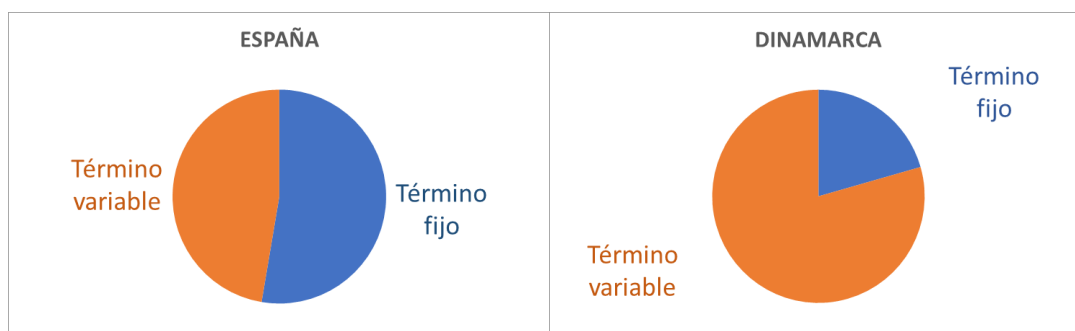


Figura 6.1. Representación del término fijo y variable de la factura en España y Dinamarca

Fuente: Elaboración propia

Como podemos observar en la Figura 6.1 en España pagamos mucho más por el término fijo que por lo que en realidad consumimos, aunque en Dinamarca las tarifas (peajes) e impuestos representen un

porcentaje mucho más alto, estos siempre van en función del consumo del cliente, por lo tanto, reduciendo el consumo se reduce una parte muy considerable de la factura.

En la Tabla 6.1 se ofrece una comparativa de los términos de facturación de ambos países, con fines de indagar en la diferencia de la aplicabilidad real de lo que se paga por la energía en cada país.

Término	ESPAÑA	DINAMARCA
<i>Tv</i>	$\sum_{n=1}^3 [(Precio\ peaje_{TePn} + Precio\ coste\ energía_{Pn}) * Consumo_{Pn}]_{Pn}$	$(Precio\ coste\ energía + tarifa_{red} + tarifa_{sistema} + Ie + PSO) * Consumo$
<i>Tf</i>	$\sum_{n=1}^3 Precio\ peaje_{TpPn} * Pot.\ contratada_{Pn}]_{Pn}$	$Suscripción_{electricidad} + Suscripción_{red}$
<i>Ie</i>	$Ie \% * (Tv + Tf)$	Depende del consumo, incluido en el Tv
<i>IVA /Moms</i>	$IVA \% * (Te + Tp + Ie)$	$Moms \% * (Tv + Tf)$
<i>TOTAL</i>	Tv + Tf + Ie + IVA + Alquiler contador	Tv + Tf + Moms

Tabla 6.1. Comparativa de los términos de las facturas españolas y danesas
Fuente: *Elaboración propia*

Observando la Tabla 6.1 podemos apreciar, que además de la ya citada diferencia de los periodos de facturación (en el caso de Dinamarca no existen sumatorios), en ambos países se cobran las tarifas o impuestos en función del consumo y de la suscripción con la compañía.

Dinamarca, sin embargo, desglosa estas tarifas e impuestos en la misma factura, proporcionando mayor claridad y transparencia además de una mayor operabilidad a la hora de poder regular el pago de estos en función de las condiciones del cliente, por ejemplo, con el PSO los clientes daneses saben que parte de su pago se destina al desarrollo sostenible del país.

En España es complicado saber exactamente a que se destinan los peajes ya que no se especifican en cada facturación y para poder determinarlo hay que buscarlo en fuentes nacionales. En el caso que se expone a continuación, los valores han sido extraídos del blog de la CNMC [25].

Otra diferencia a tener en cuenta es que el Impuesto sobre la Electricidad (Ie) en España se aplica al total de la parte fija más la parte variable mientras que en Dinamarca solo depende del consumo de

electricidad. El IVA sin embargo se aplica de la misma forma y el total simplemente es la suma de todos los elementos.

En la Figura 6.2 se expone una comparativa del desglose de los términos de las facturas española y danesa. Como podemos observar, existen notables diferencias en cuanto a los porcentajes de cada término. El IVA o Moms son parecidos, siendo algo más elevado en Dinamarca, pero el impuesto de electricidad es mucho mayor en Dinamarca lo que establece la diferencia más característica y es que en Dinamarca, más de la mitad de la facturación se destina a pagar impuestos (IVA+Ie) mientras que en España no supone ni ¼ parte de la factura. El transporte y la distribución es algo más caro en Dinamarca, pero considerando que en el caso de España el porcentaje destinado a otros costes, cubre la compensación por establecer un precio parecido entre península e islas, podríamos determinar que parte de este porcentaje es referido también al transporte y por tanto son parecidos. El precio de coste de la electricidad es mucho más caro en España sin embargo los márgenes de comercialización son parecidos, así como el apoyo a las renovables.

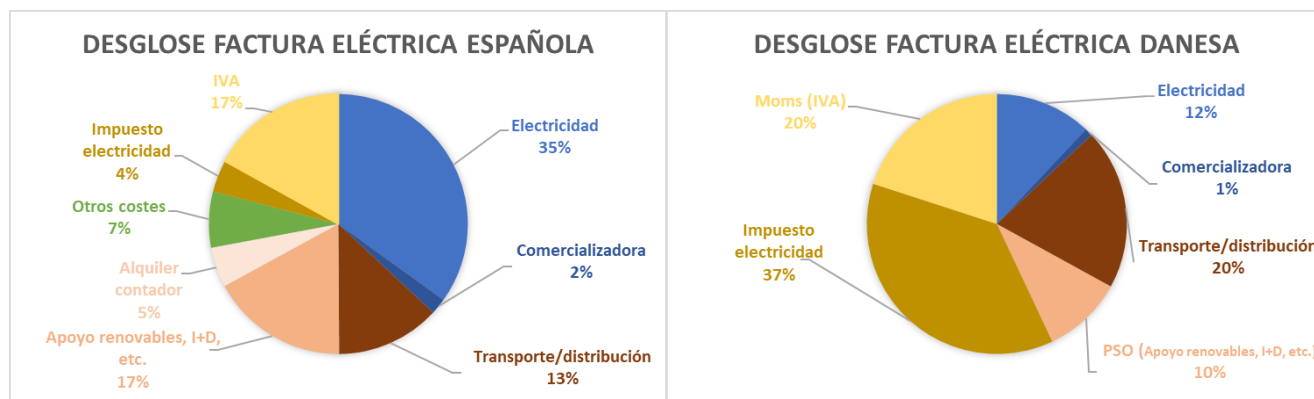


Figura 6.2. Desglose de las facturas eléctricas española y danesa

Fuente: Elaboración propia

España y Dinamarca están entre los 7 países que más pagan por la electricidad en la Unión Europea a nivel residencial, como observamos en la Figura 6.3 Dinamarca es el país en el que más se paga.

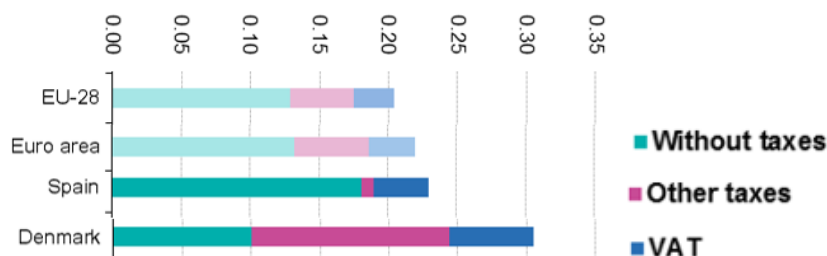


Figura 6.3. Precios de la energía para el sector residencial en España, Dinamarca y Europa en la primera mitad de 2017

Fuente: Elaboración propia basada en [31]

6.3. Marcos regulatorios del autoconsumo

En este apartado se comparan los diferentes esquemas regulatorios del autoconsumo que nos podemos encontrar en España y Dinamarca, para así poder cerrar con los análisis pertinentes a cada regulación realizados en los puntos previos.

Para la realización de este apartado, se establecerán las principales diferencias y similitudes que presentan los marcos regulatorios vigentes hoy en día para acogerse según la modalidad de autoconsumo. Se establece una comparación entre los siguientes puntos:

Titular de la instalación:

En Dinamarca para percibir el balance neto, la instalación, independientemente de la potencia, ha de ser propiedad 100% de la misma entidad legal que el consumidor de electricidad. En España esto solo se requiere para las instalaciones de autoconsumo sujetas a la modalidad 1. Para las sujetas a la modalidad 2, el titular de la planta y el del contrato con la compañía eléctrica puede ser diferente, sin embargo, en el caso de que existan varias instalaciones de producción, el titular de cada una de ellas deberá ser la misma persona física o jurídica.

Además, Dinamarca añade un término para inquilinos, si se dispone de una instalación de autoconsumo en una casa alquilada, estos inquilinos pueden beneficiarse del esquema de balance neto. En el caso de España no habla en ningún momento de esto, y por tanto no podría suscribirse a la modalidad 1 ya que no cumpliría con el requisito recientemente mencionado.

Ubicación de la instalación:

Tanto para instalaciones sujetas al RD 900/2015 como para las sujetas al BEK 999/2016 las instalaciones de autoconsumo deben ubicarse en el mismo punto del consumo. En España tanto para instalaciones de suministro como de producción con autoconsumo, las instalaciones deben estar conectadas en el interior de la red de consumo. En Dinamarca eso solo es indispensable para $P < 50\text{kW}$, para potencias mayores, puede estar conectada a la propia instalación de consumo o simplemente estar ubicada en el lugar de consumo.

Incentivos:

En España no existe ningún tipo de incentivo por el autoconsumo más allá del ahorro en la factura eléctrica. En Dinamarca, los autoconsumidores pueden suscribirse a un esquema de balance neto en el que, si sus instalaciones son de hasta 50 kW, están exentos de pagar el PSO, que representa más o menos el 10 % de la factura eléctrica, además del consecuente ahorro que se produce en la misma por

el autoconsumo de energía. Además, cabe añadir como incentivo que los procesos de conexión de instalaciones para percibir este descuento son bastante sencillos, se compararán más adelante.

Excedente:

El excedente de electricidad producida, se puede vender a la red en ambos países. La principal diferencia es la complejidad o facilidad que cada país pone a disposición del prosumidor para hacerlo. En Dinamarca, además de que los procesos para la venta de energía son más sencillos, para instalaciones conectadas hasta 2018, además del precio de mercado, podían recibir un suplemento de precio regulado según lo dispuesto en el *"Promotion Renewable Energy Act"* y de una magnitud considerable (expuesta en la Tabla 5.2).

Limitaciones de potencia de la instalación:

En Dinamarca no existe una limitación de potencia para percibir el balance neto, sí que se modifica como hemos visto, si la instalación es mayor de 50 kW solo podrá beneficiarse de la exención del pago para cubrir el coste de la electricidad ambiental (véase punto 5.1.1). Sin embargo para poder suscribirse a un suplemento de precios por el *"Promotion Renewable Energy Act"* (antes de 2017), sí que existe una potencia limitada de 6 kW. Pero en ningún momento menciona una restricción de la potencia en función de la potencia contratada por la instalación de consumo, por lo tanto, no tenemos esa restricción como en el caso español. En España además existe una limitación de potencia de 100 kW para la modalidad 1.

Tarifas adicionales por el autoconsumo:

Este es el principal tema por el que España se dice que cuenta con una regulación "restrictiva" y es que es el único país que exige un impuesto por kW autoconsumido, este impuesto está destinado a financiar los costes de la red cuando es impuesto a una electricidad que no la utiliza. Dinamarca no cuenta con tal impuesto, sí que cuenta con un impuesto por la electricidad vertida a la red, porque es cuando hace uso de ella la instalación de autoconsumo.

Equipos de medida:

Además, otra traba que encontramos en la regulación española que no se da en el caso de Dinamarca es la necesidad de poner 2 contadores adicionales en la instalación.

Proceso de suscripción:

Para beneficiarse del esquema de balance neto antes descrito, en Dinamarca las instalaciones, independientemente de su potencia están sujetas a un compromiso previo con la DEA. Por ello deben presentar una solicitud (facilitada por la DEA en su página web). Si además se quiere beneficiar de un

suplemento de precios para la electricidad respetuosa con el medio ambiente, debe presentarse la solicitud de compromiso con la DEA a la vez que la solicitud de suplementos de precios conforme con el “*Promotion Renewable Energy Act*”. Los procesos de suscripción ya han sido explicados en sus correspondientes apartados, por lo que no se vuelven a exponer aquí. Se concluye que los procesos de conexión de una instalación en Dinamarca son mucho más sencillos y guiados que en España.

Para finalizar este apartado se presenta una tabla que pretende esquematizar y resumir las principales diferencias encontradas entre todo lo que concierne a la regulación del autoconsumo en cada país.

		ESPAÑA	DINAMARCA	
Mercado eléctrico	Liberizado		1997	2003
	Regulado		METAD	DEA
	Sujetos	Productores	Libre	Libre
		Operador del mercado	OMIE	
		Operador del sistema	REE	Energinet
		Transportista	REE	Energinet
		Distribuidores	5	6
		Comercializadores	Libre/regulado	Libre/regulado
Consumidores		Libre	Libre	
Comunicación		-	DataHub	
Factura eléctrica	Periodicidad		Mensual	Trimestral
	Estructura		Binomial	Binomial
	Términos	Electricidad	35%	12%
		Comercializadora	2%	1%
		Transporte/distribución	13%	20%
		Apoyo renovables, I+D, etc.	17%	10%
		Alquiler contador	5%	-
		Otros costes	7%	-
		Impuesto electricidad	4%	37%
	IVA	17%	20%	
Parte fija		53%	21%	
Parte variable		47%	79%	
Regulación	Titular	Mismo que el consumidor	(Mod1)Si (Mod2) Mismo ó diferente	Sí ó inquilino
	Ubicación	Conectado a la red de consumo	Siempre	P>50kW ó solo misma ubicación
	Incentivos	autoconsumo	ahorro factura	ahorro factura y balance neto
	Excedentes	producción	(mod 1) no (mod 2) venta a mercado	venta a mercado + suplementos
	límites de potencia	autoconsumo	≤ Pot. Contratada	no
		incentivos	≤ Pot. Contratada	P<50 kW (PSO); P>50kW (apoyo renovables)
		venta a mercado	≤ Pot. Contratada	no
		Suplementos	no hay	P < 6 kW
	Tarifas adicionales por el autoconsumo		Si, peaje de respaldo	no, solo cuando se venden excedentes
	Equipos de medida		2 contadores adicionales	equipos medidores servicio publico
Proceso de suscripcion y legalizacion		simplificado	complejo	

Tabla 6.2. Comparativa de los marcos reguladores español y danés
Fuente: Elaboración propia

6.4. Presencia, evolución y nuevas tendencias del autoconsumo

En España desde que en 2004 se eliminaron las barreras económicas para la conexión a red de instalaciones fotovoltaicas y se promovieron las instalaciones de gran escala garantizando la venta de energía mediante primas a la generación como respuesta a las medidas de apoyo a las energías renovables que se estaban llevando a cabo en la Unión Europea y a la publicación del posterior RD 661/2007, en 2008 se produjo un “BOOM” en el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas (solo en ese año se instalaron 2708 MW). España paso a ser uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada en el mundo.

Sin embargo, este crecimiento fue rápidamente frenado por los posteriores cambios en la regulación. En 2012 se aprobó el RD 1/2012 por el que se procedió a la suspensión indefinida de los cupos del régimen especial (eliminación de las primas).

Dinamarca durante la década de los 90, centro su atención cada vez más en las energías renovables y la eficiencia energética. Políticamente, hubo un acuerdo en el que la transición a largo plazo del sector energético hacia la sostenibilidad debía continuar. Ya antes de 1998, los servicios públicos estaban obligados a producir/comprar acciones determinadas políticamente de la electricidad a partir de fuentes de energía renovables. Hasta finales de 2012, Dinamarca utilizaba esquema de balance neto anual para los hogares con instalaciones fotovoltaica de hasta 6 kW. La combinación de este sistema con la bajada de los precios de los paneles solares hizo que estallara también un “BOOM” en la tecnología fotovoltaica, pasando de 17 MW a 399 MW instalados solo en ese año. Este desarrollo provoco la reacción de las eléctricas y de la mayoría del parlamento danés.

El sistema era “demasiado atractivo” y se optó por cambiar la regulación. A finales de 2012 se establece una reducción del tiempo de balance neto de un año a una hora. A este cambio se le sumo, en 2013, la exclusión de la tecnología fotovoltaica del FiT-Premium por lo que ya no podría optar a una tarifa fija. Por lo que el número de nuevas instalaciones siguió cayendo, aunque no de manera tan drástica como en el caso español.

Por lo tanto, ambos siguieron un camino parecido que los llevo a un “BOOM”, para frenarlo, establecieron rápidamente medidas restrictivas, la diferencia está entre cuan restrictivas eran y las políticas que se establecieron una vez frenado el estallido para tratar de estabilizar el desarrollo de la tecnología.

Ambos países, cuentan con su correspondiente objetivo para 2020. La principal diferencia es que Dinamarca a finales de 2016 ya lo había conseguido y España es muy improbable que lo consiga.

Dinamarca además tiene un objetivo muy ambicioso y es que para 2050 pretende ser independiente de combustibles fósiles, y va camino de conseguirlo. En 2017 ya contaba con el 50% de su consumo energético procedente de renovables. Pero esto no sale de la nada, Dinamarca es uno de los mejores del mundo para entregar energía verde. Durante décadas, el estado se ha centrado en la ayuda estatal para diversas fuentes de energía renovables.

España hace un intento de última hora de alcanzar el objetivo. En mayo y julio de 2017 se hicieron dos subastas de energía renovable en el que se adjudicaron 4.000 MW a la energía eólica y 4.000 MW a la fotovoltaica que se desarrollaran en grandes huertos solares o parques eólicos. Lo que nos lleva al mismo lugar, una vez más solo se invierte en un modelo energético centralizado y antiguo, con sus consecuentes impactos sociales y ambientales.

España cuenta con un número aproximado de 5 millones de viviendas unifamiliares, si se contara con una instalación media de 3 kW por casa, tendríamos 15.000 MW de energía limpia instalada, esto es prácticamente el doble de lo que supuestamente se instalará gracias a estas ayudas en grandes parques en los próximos 3 años. Y únicamente contando con viviendas unifamiliares, si a esto se le sumaran los pequeños comercios, apeaderos de riego, parkings privados, etc. se produciría un impacto mucho mayor de energía limpia instalada. Para ello podemos tomar como referencia los programas SOL-300 y SOL-1000 que fueron un gran incentivo para pequeñas producciones de fotovoltaica sobre tejado en viviendas o pequeños comercios, destinadas al autoconsumo en Dinamarca. Además de a nivel estatal, que es más complicado, también es posible mejorar el panorama en España, por ejemplo, a nivel autonómico agilizando los procesos de tramitación de los proyectos. A nivel municipal, impulsándola como una herramienta de eficiencia energética facilitando las licencias de obras, que sean más sencillas o bonificando una parte de ellas, bonificando una parte del IBI, existen varias posibilidades en las que los ayuntamientos podrían tomar parte ya que están permitidas.

Podemos concluir con que pese a los mismos problemas sujetos a un “BOOM” de la tecnología Dinamarca ha sabido estabilizar mejor su desarrollo en términos de autoconsumo y es por eso que podemos tomarlo como referente. Prueba de ello es el siguiente gráfico comparativo.

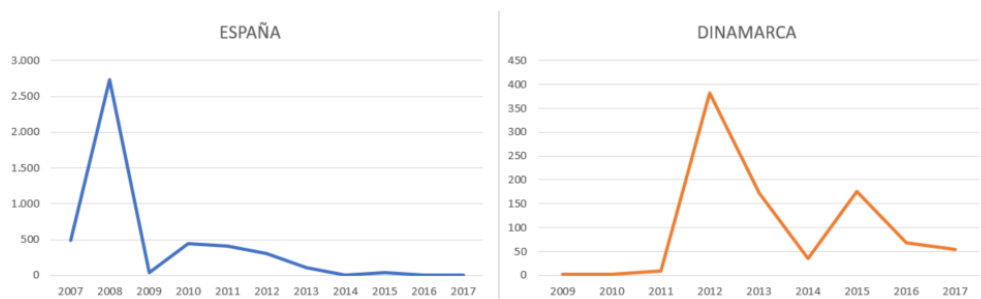


Figura 6.4. Potencia instalada anual España vs Dinamarca

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de [40]

Conclusiones

Una vez finalizado el proyecto, se consideran cumplidos todos los objetivos establecidos al inicio del mismo. Las conclusiones que podemos derivar del alcance de todos ellos son las siguientes:

La revolución energética que se está desarrollando en todo el mundo es ya innegable y es debida principalmente a tres factores (medioambiental, social y económico), los cuales de manera indirecta se han ido desarrollando a lo largo de todo el proyecto. El imparable encarecimiento de las materias primas de las que se nutre el sistema energético convencional, el cambio climático y la reciente llegada de la paridad de red de muchas tecnologías renovables, están impulsando cada vez más a los consumidores a producir su propia energía. Es por ello que el autoconsumo está llamado a ser uno de los principales dinamizadores de la transición energética, por lo que cada país debería apoyar su desarrollo e implementación.

Estudiando el caso de España observamos que, en lugar de fomentar el autoconsumo, la regulación española pone trabas. Excusándose en un peaje “solidario” con el resto de consumidores de la red, establece el peaje de respaldo que no es más que un impuesto a la energía autoconsumida. Cabe recordar que los autoconsumidores, como el resto de consumidores, ya pagan los costes del sistema al abonar el 100% del término de potencia y el porcentaje correspondiente al término de energía que consuman de la red.

Por ello, concluimos con que este peaje es innecesario y perjudicial para el desarrollo del autoconsumo en nuestro país. No tiene ningún sentido que el prosumidor pague por la misma energía que produce y consume en el mismo lugar, ya que no utiliza en ningún momento la red. Además, sigue pagando como un consumidor convencional cuando paga los peajes correspondientes a la energía que consume de la red y por tanto usa. Esto perjudica sobre todo a pequeñas industrias o comercios que deseen producir su propia energía, ya que para instalaciones menores a 10 kW este impuesto no aplica, como es el caso del sector residencial, que no suele tener potencias superiores.

Aun así, siguen existiendo otros dificultadores del desarrollo de instalaciones residenciales y comerciales, como la complejidad de los procesos de legalización de una instalación (numerosos trámites administrativos, en el ámbito territorial, ambiental y con la empresa distribuidora y los trámites del ámbito energético), la prohibición de las instalaciones comunitarias (el RD impide explícitamente el autoconsumo compartido, comunidades de vecinos, empresas de un mismo polígono industrial no podrán compartir una misma instalación de autoconsumo para consumos individuales con las ventajas técnicas que esto implica) o la ausencia de incentivos o impulsadores.

Además de estos “dificultadores”, existen pequeños detalles escondidos en el RD que regula el autoconsumo en España que no le favorecen. Por ejemplo, los equipos de medida deben colocarse en un lugar accesible y próximo a los puntos frontera. Esto implica en la mayor parte de los casos, un elevado coste de instalación del equipo de medida generada puesto que el punto de generación puede distar mucho del punto de frontera de la red de distribución. Esta medida supone una nueva barrera ya que no tiene sentido cuando hoy en día los equipos de medida son tele controlados y tele gestionados de manera que pueden ser leídos por la distribuidora sin necesidad de acceso físico.

No obstante, con la identificación de los marcos europeos y el análisis de la regulación en Dinamarca, concluimos con que en la mayoría de países ocurrió lo mismo que en España, se produjo un “BOOM” del desarrollo de la tecnología al llegar su paridad de red, las regulaciones eran demasiado atractivas y se descontroló su desarrollo por lo que los países proporcionaron medidas para frenar y estabilizar este mercado. Sin embargo, España en lugar de estabilizarlo parece haberlo frenado. Dinamarca es un referente clave para el desarrollo de instalaciones de autoconsumo, ya que en 2017 ya ha cumplido de sobra con su objetivo de 2020. Pese a sus condiciones climatológicas poco favorables para el autoconsumo fotovoltaico, este está muy integrado en el país, que va camino de conseguir un nuevo objetivo que se estableció para ser completamente independiente de combustibles fósiles en 2050.

España, sin embargo, no tiene ningún pronóstico favorable de cumplir ni si quiera con su objetivo oficial 2020 establecido en la cumbre de Paris por todos los países europeos. Por ello, cabe la posibilidad de otros caminos de desarrollo más eficientes. Así, se podrían promover ayudas que incentivaran el autoconsumo en lugar de las grandes producciones y esto no solo contribuiría al alcance del objetivo, sino que además de disminuir el impacto ambiental, el impacto social sería mucho más positivo, ya que un desarrollo en el autoconsumo supone un desarrollo local y por tanto generación de empleo pues para instalaciones tan pequeñas, normalmente se buscan instaladores e ingenierías cercanas. Además, se produciría un desarrollo social muy importante a día de hoy, el de la descentralización y democratización de la energía, aunque este punto no le interesa al estado y por eso, decide invertir en grandes producciones en lugar de buscar soluciones beneficiosas para todos.

Está claro que un aumento considerable de las instalaciones de autoconsumo produciría un impacto en el mercado eléctrico, ya que cuando más se consume energía es por el día, que es cuando la planta de autoconsumo genera electricidad, y por tanto si en el mismo momento se consume, no se compra. Por tanto, estaríamos “comprando” la energía barata, y entonces las energías más caras no entrarían al pool y como consecuencia bajaría el precio de la electricidad para todos. Las grandes infraestructuras eléctricas se utilizarían menos lo que llevaría a un menor degradamiento y por tanto menor mantenimiento y mayor durabilidad, lo que podría reducir el peaje de acceso.

Trabajos futuros

A continuación, se exponen los posibles trabajos futuros que han quedado fuera del alcance de este proyecto por la falta de tiempo, y que se consideran interesantes para posibles investigaciones futuras:

- Realizar un estudio técnico comparativo entre los marcos reguladores estudiados en este proyecto. Para ello se requiere realizar una modelización matemática de cada uno de los modelos de autoconsumo.
- Incluir un análisis económico, del supuesto estudio técnico comparativo para estudiar la rentabilidad del mismo.
- Explorar otras tarifas o tipos de tarifas posibles pensada para el autoconsumo en otros países para estudiar su posible implementación en la situación actual del caso español.
- Profundizar más en la identificación de los marcos europeos actuales referentes al autoconsumo, investigando sobre la evolución que ha experimentado este en los mismos.
- Estudio del impacto técnico y económico en el sistema eléctrico de las instalaciones de autoconsumo.

Bibliografía

- [1] F. M. Camilo, R. Castro, M. E. Almeida, and V. F. Pires, “Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal,” *Sol. Energy*, vol. 150, pp. 353–362, 2017.
- [2] G. Masson, J. I. Briano, and M. J. Baez, *Review and analysis of pv self-consumption policies*. 2016.
- [3] L. A. H. Munoz, J. C. C. M. Huijben, B. Verhees, and G. P. J. Verbong, “The power of grid parity: A discursive approach,” *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 87, pp. 179–190, Sep. 2014.
- [4] T. Biondi and M. Moretto, “Solar Grid Parity dynamics in Italy: A real option approach,” *Energy*, vol. 80, pp. 293–302, Feb. 2015.
- [5] D. Pérez, “Consideraciones y análisis del grid parity y net metering en España,” *ECLAREON*, p. 32, 2011.
- [6] D. Perez, V. Cervantes, M. J. Baez, and F. T. Dominguez, “PV Grid Parity Monitor Residential Sector 2nd issue,” no. May, pp. 50–80, 2013.
- [7] J. Hernández-Moro and J. M. Martínez-Duart, “Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 20, pp. 119–132, Apr. 2013.
- [8] R. Real-Calvo, A. Moreno-Munoz, V. Pallares-Lopez, M. J. Gonzalez-Redondo, I. M. Moreno-Garcia, and E. J. Palacios-Garcia, “Sistema Electrónico Inteligente para el Control de la Interconexión entre Equipamiento de Generación Distribuida y la Red Eléctrica,” *RIAI - Rev. Iberoam. Autom. e Inform. Ind.*, vol. 14, no. 1, pp. 56–69, 2017.
- [9] Jefatura del Estado, *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. España, 2013.
- [10] C. H. Villar, D. Neves, and C. A. Silva, “Solar PV self-consumption: An analysis of influencing indicators in the Portuguese context,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 18, pp. 224–234, 2017.
- [11] D. Neves and C. A. Silva, “Modeling the impact of integrating solar thermal systems and heat pumps for domestic hot water in electric systems – The case study of Corvo Island,” *Renew. Energy*, vol. 72, pp. 113–124, Dec. 2014.
- [12] J. Moshövel *et al.*, “Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption,” *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 567–575, Jan. 2015.
- [13] S. Cao and K. Sirén, “Impact of simulation time-resolution on the matching of PV production and household electric demand,” *Appl. Energy*, vol. 128, pp. 192–208, Sep. 2014.
- [14] T. Lang, D. Ammann, and B. Girod, “Profitability in absence of subsidies: A techno-economic analysis of rooftop photovoltaic self-consumption in residential and commercial buildings,” *Renew. Energy*, vol. 87, pp. 77–87, Mar. 2016.

-
- [15] D. Chiaroni, V. Chiesa, L. Colasanti, F. Cucchiella, I. D'Adamo, and F. Frattini, "Evaluating solar energy profitability: A focus on the role of self-consumption," *Energy Convers. Manag.*, vol. 88, pp. 317–331, Dec. 2014.
- [16] INESEM, *Experto en Instalaciones de Autoconsumo Eléctrico con Energías Renovables*. 2017.
- [17] J. P. Chaves-Avila, K. Wurzburg, T. Gomez, and P. Linares, "The Green Impact: How Renewable Sources Are Changing EU Electricity Prices," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 13, no. 4, pp. 29–40, Jul. 2015.
- [18] E. Commission, "National action plans - European Commission," *Ec.europa*, 2018. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>. [Accessed: 22-Feb-2018].
- [19] H. Pedro C, "Autoconsumo. Lecciones Aprendidas en la Unión Europea," *FER (fundación energías Renov.)*, vol. 8, p. 30, 2017.
- [20] C. Breyer and A. Gerlach, "GLOBAL OVERVIEW ON GRID-PARITY EVENT DYNAMICS."
- [21] T. T. Solar, "Photovoltaic barometer 2017," *EurObserv'ER*, no. April, 2017.
- [22] Eurostat, "Data Explorer - Electricity Prices," *EurObserv'ER*, 2018. [Online]. Available: <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>. [Accessed: 26-Mar-2018].
- [23] V. Aragonés, J. Barquín, and J. Alba, "The New Spanish Self-consumption Regulation," *Energy Procedia*, vol. 106, pp. 245–257, 2016.
- [24] CNMC, "Informe sobre la propuesta de orden por la que se revisan los peajes de acceso de la energía eléctrica," *February 4th*, 2014. [Online]. Available: https://www.cnmc.es/sites/default/files/1880908_1.pdf. [Accessed: 21-Mar-2018].
- [25] CNMC blog, "El blog de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia," *CNMC blog*, 2018. [Online]. Available: <https://blog.cnmc.es/>. [Accessed: 26-Feb-2018].
- [26] E. y Sociedad, "Real Decreto 900/2015," *Energía y Sociedad*. [Online]. Available: http://www.energiaysociedad.es/wp-content/uploads/pdf/documentos/regulacion_tarifas/regulacion_nacional/EyS_RD_900_2015_autoconsumo.pdf. [Accessed: 28-Mar-2018].
- [27] Jefatura del Estado, *Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética*. Madrid. Spain, 2012, pp. 1–42.
- [28] E. y T. Ministerio de Industria, *Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica*. España, 2011.
- [29] E. y T. Ministerio de Industria, *Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia*. España, 2011.

- [30] E. y T. Ministerio de Industria, *Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*. España, 2015.
- [31] S. Thorsten *et al.*, “The residential electricity sector in Denmark: A description of current conditions The residential electricity sector in Denmark: A description of current conditions The residential electricity sector in Denmark The residential electricity sector in Denmark,” *Citation*, 2018.
- [32] “NordREG.” [Online]. Available: <https://www.nordicenergyregulators.org/>. [Accessed: 10-May-2018].
- [33] Energinet, “The Danish Electricity Retail Market,” *Doc. 16/07474-4*, 2016. [Online]. Available: <https://en.energinet.dk/-/.../Danish-electricity-retail-market.pdf>. [Accessed: 18-Apr-2018].
- [34] W. Pso-tarif and H. V. Nettoafregnede, “PSO-tariffen for 2. kvartal 2018,” pp. 1–3, 2018.
- [35] I. - International Energy Agency, “Energy Policies of IEA Countries - Denmark 2017 Review.”
- [36] Danish Energy Agency, “Memo on the Danish support scheme for electricity generation based on renewables and other environmentally benign electricity production,” pp. 1–8, 2017.
- [37] Regeringen, “Stemmeaftale mellem Regeringen (Venstre, Liberal Alliance, Det Konservative Folkeparti) og Dansk Folkeparti om ny støttemodel for vind og sol i 2018-2019,” no. september 2017, pp. 2018–2020, 2017.
- [38] “Betingelser for teknologineutralt udbud af pristillæg for elektricitet produceret på landvindmøller, åben dør-havvindmøller og solcelleanlæg,” 2018.
- [39] “Energipolitisk danmarkshistorie: Vindmøller og solceller skal konkurrere om at lave mest grøn energi.” [Online]. Available: <http://efkm.dk/aktuelt/nyheder/nyheder-2017/september-2017/ve-stoette/>. [Accessed: 16-May-2018].
- [40] I. Renewable Energy Agency, “Renewable Energy Capacity Statistics 2018.”

