

UNIVERSIDAD DE SALAMANCA

FACULTAD DE DERECHO



MASTER EN ANÁLISIS ECONÓMICO DEL DERECHO Y LAS  
POLÍTICAS PÚBLICAS

TRABAJO DE FIN DE MASTER

# **ANÁLISIS DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR BALANCE NETO**

AUTOR: Rubén De Arriba Rodríguez

TUTOR: Fernando Rodríguez López

Salamanca-2013

# Índice

Índice de figuras.....	4
Índice de tablas.....	7
Glosario de términos.....	8
1. Objeto.....	10
2. Introducción.....	11
3. Aspectos técnicos del autoconsumo por Balance Neto.....	13
3.1. Tránsito de la generación de energía eléctrica centralizada hacia la generación de energía eléctrica distribuida.....	14
3.2. Paridad de red.....	15
3.3. Paridad de generación.....	19
3.4. Que es el suministro de energía eléctrica por Balance Neto.....	22
4. Análisis normativo del sector eléctrico español y del autoconsumo.....	27
4.1. Análisis del marco normativo del sector eléctrico español, desde su liberalización hasta la actualidad.....	27
4.2. Análisis del marco normativo que regula el autoconsumo de energía eléctrica en España.....	36
5. Estado del arte del autoconsumo por Balance Neto.....	40
5.1. Alemania.....	41
5.2. Francia.....	45
5.3. Italia.....	49
5.4. Reino Unido.....	54

5.5. California.....	58
6. Descripción de la normativa del suministro de energía eléctrica por Balance Neto...64	
6.1. Análisis del borrador del proyecto de Real Decreto por el que se establecen la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con Balance Neto.....	64
6.2. Principios regulatorios del derecho administrativo y económico.....	71
6.2.1. Principio de proporcionalidad.....	71
6.2.2. Principio de eficacia y eficiencia.....	73
6.2.3. Principio de transparencia y claridad.....	74
6.2.4. Principio de seguridad jurídica y coherencia.....	76
6.2.5. Principio de participación o responsabilidad y experiencia.....	77
6.3. Análisis del informe de la CNE sobre el borrador del proyecto del Real Decreto por el que se establecen la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con Balance Neto.....	78
6.3.1. La posición legal del sujeto acogida a la modalidad de autoconsumo por Balance Neto.....	78
6.3.2. Los tipos de tecnologías y la titularidad de las instalaciones.....	81
6.3.3. Modalidades de conexiones y límite de potencia.....	82
6.3.4. Condiciones técnicas, contabilizadores y seguridad.....	85
6.3.5. La claridad de los contratos de acceso y de suministro.....	88
6.3.6. Modelos de Balance Neto, derechos diferidos y peajes de acceso.....	90
6.3.7. Análisis de la fijación del precio de los peajes de acceso.....	95

6.3.8. Contabilidad de los derechos diferidos, cambio de empresa por método de liquidación y facturación.....	100
7. Conclusiones.....	103
Bibliografía/ Referencias.....	108
ANEJO I: Análisis económico mediante pay-back.....	118
ANEJO II: Cronología regulatoria del sector eléctrico español.....	125

## Índice de figuras

Figura 1: Llegada de la paridad de red, según los puntos de conexión. Fuente: Elaboración propia.....	16
Figura 2: Llegada de la paridad de red, según el coste total del suministro. Fuente: Elaboración propia.....	17
Figura 3: Llegada de la paridad de red, según los costes de generación del sistema central. Fuente: Elaboración propia.....	17
Figura 4: Momento de llegada de la paridad de red en una instalación solar fotovoltaica. Fuente: Eclaeron.....	18
Figura 5: Formula que representa el mecanismo de Levelize cost of Electricity. Fuente: ASIF.....	18
Figura 6: Esquema de la llegada de la paridad red y la paridad de generación, a una instalación solar fotovoltaica. Fuente: Eclaeron.....	20
Figura 7: Situación de las energías renovables antes de la llegada de la paridad de red y la paridad de generación. Fuente: Eclaeron.....	20
Figura 8: Cambio de la situación de las renovables con la llegada de la paridad de red y la eliminación de primas. Fuente: Eclaeron.....	21
Figura 9: Cambio de la situación de las renovables con la llegada de la paridad de red y la paridad de generación y la eliminación de primas a la energía vertida. Fuente: Eclaeron.....	21
Figura 10: Sistema de Balance Neto cuando se difiere energía a la red. Fuente: AEEPR.....	23
Figura 11: Sistema de Balance Neto cuando se importan los derechos diferidos de la energía a la red y Balance Neto total. Fuente: AEEPR.....	23
Figura 12: Sistema de autoconsumo por Balance Neto frente al autoconsumo sin compensación de saldos. Fuente: UNEF.....	24

Figura 13: Consumo eléctrico y generación fotovoltaica de un usuario residencial a lo largo de un día. Fuente: Eclaeron.....	26
Figura 14. Sistema de Tarifas con incentivos en Alemania. Fuente:Sunedison.....	43
Figura 15: Modalidades de conexión y tarifas eléctricas en Alemania Fuente Sunpower.....	44
Figura 16: Incentivo total para el sistema de Balance Neto en Alemania. Fuente: Elaboración propia.....	44
Figura 17: Sistemas de incentivos al Balance Neto en Francia. Fuente: Elaboración propia.....	49
Figura 18: Incentivo a la modalidad de Balance Neto en Italia, modelo <i>Scambio sul Posto</i> . Fuente: Elaboración propia.....	51
Figura 19: Incentivo a la modalidad de Balance Neto en Italia, modelo <i>Ritiro Dedicato</i> . Fuente: Elaboración propia.....	51
Figura 20: Sistema de medición del suministro de energía eléctrica por Balance Neto en Italia. Fuente: Energethics.....	53
Figura 21: Sistemas de incentivos al Balance Neto en Reino Unido. Fuente: Elaboración propia.....	56
Figura 22: Empresas encargadas de realizar la conexión interior hacia la red principal en Reino Unido. Fuente: Nationalgrid.....	58
Fuente 23: Incentivo al autoconsumo por Balance Neto según la tarifas <i>Net Excess Generation</i> , en California. Fuente: Elaboración propia.....	62
Fuente 24: Incentivo al autoconsumo por Balance Neto según la tarifas <i>Virtual Metering Options</i> , en California. Fuente: Elaboración propia.....	63
Figura 25: Incentivo al autoconsumo por Balance Neto según la tarifas <i>Meter Aggregation</i> , en California. Fuente: Elaboración propia.....	63
Figura 26: Cambios regulatorio que supondría la instauración del consumidor-productor frente al modelo de consumidor o productor. Fuente: Elaboración propia.....	81

Figura 27: evolución del objetivo instaurado por el Real Decreto 1100/2007, sobre la promoción de <i>Smart Meter</i> . Fuente: PUENTE. F(2012).....	88
Figura 28: Sistemas de peajes del modelo de suministro de energía eléctrica por Balance Neto.1. Fuente: Suelosolar.....	93
Figura 29: Sistemas de peajes del modelo de suministro de energía eléctrica por Balance Neto.2. Fuente: Suelosolar.....	94
Figura 30: Sistemas de peajes del modelo de suministro de energía eléctrica por Balance Neto, según la CNE. Fuente: Suelosolar.....	94
Figura 31: Estructura de los peajes de acceso asociados la Balance Neto. Fuente: Gas Natural Fenosa.....	97
Figura 32: Costes de la energía en el mercado, sistemas de peajes y otros costes. Fuente: ASIF.....	98
Figura 33. Modelo de facturación del suministro de energía eléctrica por Balance Neto. Fuente: borrador del proyecto de Real Decreto.....	102
Figura 34: Tipo irradiación solar según zona e instalación. Fuente: BOE. Real Decreto 314/2006.....	119
Figura 35: Estructura del sistema de peajes, costes asumibles y debatibles. Fuente: IDAE.....	120
Figura 36: Variables para calcular el pay-back. Fuente: Elaboración propia.....	122
Figura 37: Modelo de resultado de tabla de Excel. Fuente: Elaboración propia.....	123

## Índice de tablas

Tabla 1: Instalación acogida al sistema de Balance Neto en Francia. Fuente: Elaboración propia.....	48
Tabla 2: Instalación acogida al modelo de exportación neta en Francia. Fuente: Elaboración propia.....	48
Tabla 3: Titularidad de las instalaciones acogidas al modelo de Balance Neto. Fuente: Elaboración propia.....	82
Tabla 4: Modalidad de conexiones por países, acogidas al suministro de energía por Balance Neto. Fuente: Elaboración propia.....	83
Tabla 5: Potencia máxima instalada en los países acogidos al autoconsumo por Balance Neto. Fuente: Elaboración propia.....	84
Tabla 6: Tipos de medidores según países para contabilizar el suministro de energía por Balance Neto. Fuente: Elaboración propia.....	86
Tabla 7: Tipos de Balance Neto y tarifas según países. Fuente: Elaboración propia.....	90
Tabla 8. Plazo de vigencia de los derechos diferidos, según países. Fuente: Elaboración propia.....	92
Tabla 9: Cambio de empresa comercializada y situación de los derechos diferidos. Fuente: Elaboración propia.....	101
Tabla 10: Potencia de las instalaciones para cada tipo de supuesto. Fuente: Elaboración propia.....	118
Tabla 11: Tipos de tarifas eléctricas. Fuente: CNE.....	119
Tabla 12: Tipo de supuestos, según energía autoconsumida, diferida e importada Fuente: Elaboración propia.....	121
Tabla 13: Costes de inversión y coste de mantenimiento. Fuente: Elaboración propia.....	121
Tabla 14: Pay-back según instalaciones y peajes. Fuente: Elaboración propia.....	124



## **Glosario de términos**

£: Libra esterlina.

€: Euro.

AFEC: Asociación de Fabricantes de Equipos de Climatización.

APPA: Asociación de productores de Energías Renovables.

ASIF: Asociación industria Fotovoltaica.

BOE: Boletín Oficial del Estado.

cé: Céntimo de Euro.

CE: Comunidad Europea.

CEE: Comunidad Económica Europea.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

CONAMA: Congreso Nacional del Medio Ambiente.

CTE: Código Técnico de Edificación.

DNO: Distribution Network Operator (Distribuidor del Operador de Red)

DSIRE: Database of State Incentives for Renewables & Efficiency.

EDF: Electricite de France (Eléctrica de Francia).

EEG: Erneubarer Energien Gebetz (Acción para las Fuentes Renovables de Energía).

ENRESA: Empresa Nacional de Residuos Radiactivos.

FIC: Feed in Compensation (Tarifa de compensación).

FIT: Feed-In Tariffs (Tarifa de suministro).

FV: Fotovoltaica.

GSE: Gestore dei Servizi Energetici (Gestor de Servicios Energéticos).

IÖW: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (Instituto de Investigación Economía).

IPC: Índice de Precios al Consumo.

ITC-BT: Instrucciones Técnicas Complementarias Baja Tensión

kW: Kilovatio.

kWh: Kilovatio hora.

kWn: Kilovatio nominal.

kWp: Kilovatio pico.

LCOE: Levelize cost of Electricity.

MINETUR: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

MW: Megavatio.

MWh: Megavatio hora.

OMEL: Operador del Mercado Eléctrico.

P: Pount (Penique).

PANER: Plan de Acción Nacional de Energías renovables.

REE: Red Eléctrica de España.

SOLECO: Energía Solar Ecológica.

SSP: Scambio sul Posto( Intercambio en el lugar).

TUR: Tarifa de Último Recurso.

UE: Unión Europea.

UNEF: Unión Nacional de Energía.

Wp: Vatio pico.

# 1. Objeto

## Resumen

La diversidad energética y el fomento de las energías renovables, posibilitan la consecución de objetivos mundiales y europeos, referidos a una generación eléctrica sostenible medioambientalmente. Entre estos modelos se encuentra el suministro de energía electiva por Balance Neto. Contextualizado en un escenario de transición entre la generación centralizada hacia la generación distributiva donde la paridad de red y la paridad de generación fomentan la incursión de este modelo sin necesidad de primas por parte del estado. Para ello resulta recomendable tomar la experiencia regulatoria desarrolla por el estado de California así como por las principales potencias europeas y las recomendaciones de la CNE. Con el fin de que España redacte dentro de su marco normativo una regulación acorde que permita aprovechar todas las ventajas asociadas a este modelo. Llegando a lograr una disminución de la dependencia del suministro eléctrico, el alivio de la red principal, una generación sostenible y todo ello suponiendo un coste nulo para el sector eléctrico.

**Palabras claves:** Balance Neto, regulación, energía eléctrica, eficiencia energética, CNE, tarifas eléctricas, peajes eléctricos.

## Abstract:

Energetic diversity and the promotion of renewable energy, enable the achievement of global and European targets, referred to an environmentally sustainable power generation. Among these models is the elective power supply Net Balance. Contextualized in a stage of transition from centralized generation to distributive generation where grid parity generation and parity raid promote this model premiums without the state. This is advisable to take regulatory expertise developed by the state of California and by the major European powers and the recommendations of the CNE. To that Spain drafted within its regulatory framework consistent regulation that could exploit all the advantages associated with this model. Coming to achieve a reduction of power dependence, relieving mains a sustainable generation and all this assuming zero cost for the electricity sector.

**Key words:** Net Metering, regulation, electric power, energy efficiency, CNE, electricity rates, electric tolls.

## 2. Introducción

En un escenario global, donde el precio de la energía eléctrica sigue una pendiente de constante crecimiento, la curva de aprendizaje de las tecnologías renovables hace que sus precios disminuyan y la conciencia social por el medioambiente es cada vez mayor. Como se refleja en la propuesta global del Protocolo de Kioto para la reducción de las emisiones de gases efecto invernadero. Como por la U.E, en sus sucesivos paquetes energéticos, la Estrategia 2020 y las continuas directivas europeas. Surge una nueva forma de autoconsumo que saca partido a este marco energético, el autoconsumo eléctrico basado en el Balance Neto.

Esta modalidad, permite un aumento de la diversidad energética, ya que con la llegada de la paridad red y paridad de generación, se hace más atractivo la generación eléctrica a través de sistemas solares fotovoltaicos y minieólicos. El Balance Neto, se basa en la posibilidad de utilizar la red eléctrica como *back up*, depositando la energía excedentaria e importándola en el momento que la curva de generación de la instalación sea menor que la curva de consumo del usuario. Los beneficios de este nuevo sistema de generación son cuantiosos, como se ha demostrado el estado de California. Tomando este ejemplo la U.E, ha concebido necesario la implantación de esta modalidad dentro de los ordenamientos jurídicos de los estados miembros. Con el propósito de aumentar el fomento de las energías renovables, propiciando una generación eléctrica eficiente, disminuyendo las pérdidas del transporte de energía eléctrica en un 10% y generando electricidad de forma medioambientalmente sostenible. Cumpliendo los objetivos macros de reducción de CO2 en un 10% y generación de energía por fuente renovables en un 20% para el año 2020. Además permitirá disminuir la dependencia del suministro eléctrico, reduciendo la sobrecarga de la red principal en periodos de demanda pico.

Las ventajas de la implantación de este modelo son considerables tanto de forma individual para los propios usuarios que consiguen un ahorro en su factura eléctrica, como de forma general para la sociedad y el cumplimiento de objetivos europeos y globales, todo esto con un coste 0 para el sector eléctrico.

En España la implantación de este modelo sigue pendiente de regulación, a excepción de un borrador del proyecto que ha sido ratificado por la CNE, dando luz verde a la nueva normativa. Cabe precisar que la CNE ha establecido algunas recomendaciones, para la futura redacción definitiva del modelo de Balance Neto en

España. De la aplicación de la experiencia europea así como el caso del estado de California, sin olvidar la aportación de la CNE, dependerá si la regulación del Balance Neto en España fomenta todas las ventajas intrínsecas a este modelo o crea obstáculos que imposibilitan la implantación material alegando una simple institución formal.

Para poder desglosar de forma más precisa y detallada esta nueva forma de autoconsumo por Balance Neto. El presente trabajo de investigación queda redactado en cinco capítulos, además de dos anejos.

El primer capítulo describe la transición de la generación centralizada hacia la generación distributiva, así como una serie de conceptos técnicos que fomentan la diversidad energética; como el instante de la llegada de la paridad de red y la paridad de generación. Estas nociones son relevantes para que el modelo de Balance Neto en España pueda ser regulado de una forma estable y disminuir la dependencia de los entes reguladores y el establecimiento de primas o tarifas. Finalizando con una descripción precisa de la modalidad de suministro de energía eléctrica por Balance Neto, los aspectos técnicos necesarios para comprender esta modalidad y la repercusión positiva que tiene en los usuarios que se acojan a esta forma de autoconsumo.

El capítulo segundo, establece un análisis del marco regulatorio del sector eléctrico nacional. Realizando un análisis de las Leyes, Reales Decretos-ley, Reales Decretos, así como Órdenes Ministeriales más relevantes desde su liberalización en 1997 hasta la actualidad. Dando importancia al impacto del déficit tarifario y la introducción del fomento de energías renovables. Continuando con la realización de un análisis normativo del marco regulatoria del autoconsumo en España, enfatizando en las normas que posibilitan el vertido de energía eléctrica a la red y el autoconsumo.

El capítulo número tres, realiza un estado del arte de los sectores eléctricos de las principales potencias europeas y como han aplicado el suministro de energía eléctrica por Balance Neto. Además del análisis de la implantación en el estado de California, promotor de esta modalidad de autoconsumo y garante de las ventajas de dicho modelo. Realizando la correspondiente descripción del marco regulatorio de cada país, así como las condiciones técnicas y tipos de tarifas desarrolladas para esta modalidad.

El capítulo cuarto, enfatiza en la redacción de un análisis del borrador del proyecto de Real Decreto por el que se establecen la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con Balance Neto. Prosiguiendo con el desglose de los 12 capítulos y las 3 disposiciones adicionales que lo forman, configurando como quedaría redactado el marco regulatorio nacional que da cabida a esta modalidad. Así como algunos conceptos regulatorios que crean cierta inseguridad jurídica e incertidumbre regulatoria. Enlazando con una descripción de los principios de buena regulación que debe cumplir la redacción definitiva del Real Decreto. Y finalizando con un análisis detallado del informe realizado por la CNE, cotejando con la experiencia recogida de los países europeos y el caso de California analizados en el capítulo tercero. Estableciendo que la futura regulación del Balance Neto, tendrá que decidir entre seguir los modelos del borrador o en su caso tomar como modelo la experiencia internacional aportada o las recomendaciones de la CNE.

Finalmente el capítulo quinto realiza una serie de consideraciones derivadas del análisis de los capítulos anteriores, resaltando el concepto de Balance Neto. Haciendo énfasis en la idea de la importancia de la mejor regulación posible de esta forma de autoconsumo, para aprovechar las ventajas propias de dicho modelo y dar respuesta a los objetivos marcados.

Además se pueden encontrar dos anejos, el primero donde se realiza un pay-back para corroborar la rentabilidad del suministro de energía eléctrica por Balance Neto, según algunas variables como tipos de instalación, tarifas eléctricas, el sistema de peajes, etc. Y el segundo una cronología de las Leyes, Reales Decretos-ley, Reales Decretos y Órdenes Ministeriales, aprobados por el estado español, desde la liberalización del sector eléctrico nacional hasta la actualidad.

### **3. Aspectos técnicos del autoconsumo por Balance Neto.**

Las técnicas de regulación económica son las herramientas aplicadas para adaptar el cumplimiento de objetivos globales y europeos referentes al sector eléctrico y adaptarlos al marco jurídico nacional. Para ello el estado establece una serie de directrices encaminadas hacia la idea de fomentar la producción de energías renovables, la diversificación, la eficiencia energética y la generación sostenible. La redacción de

este marco normativo se aferra al progresivo cambio de la generación centralizada de energía eléctrica, hacia la generación distributiva. Fomentando las instalaciones de pequeña potencia que utilizan energías renovables, como la solar fotovoltaica y la minieólica. El desarrollo de este nuevo proceso, incrementa la curva de aprendizaje de dichas tecnologías, produciendo la llegada de la paridad de red y la paridad de generación. Así el usuario será indiferente entre la compra de energía a la comercializadora que la producción a través de instalaciones destinadas al autoconsumo. Llegando a la aparición de una nueva forma de autoconsumo por suministro de energía eléctrica con Balance Neto.

### **3.1. Tránsito de la generación de energía eléctrica centralizada hacia la generación de energía eléctrica distribuida.**

La adaptación del marco regulatorio español, al cumplimiento de los objetivos de eficiencia energética, la diversificación de fuentes de generación sostenibles y la reducción del impacto de la generación en el medioambiente. Se cimentan en el tránsito de la generación centralizada hacia una progresiva generación distributiva. La generación de energía eléctrica de forma centralizada se basa en las fuentes de producción convencionales, las grandes centrales de generación ordinaria. Frente a la generación distributiva asociada a las modalidades de producción de energía eléctrica a través del empleo de energías renovables, mediante el uso de tecnologías eficientes. Generando lo más cerca posible del punto de consumo, con el propósito de disminuir las pérdidas asociadas al transporte de la energía desde el punto de generación hacia el punto de consumo.

La generación centralizada nacional se caracteriza por poseer una gran red de transporte compuesta por *“41.200 kilómetros de línea de alta tensión, con capacidad de 78.000 MVA de capacidad de transformación y 5000 posiciones de subestación”*<sup>1</sup>. Además de grandes centrales que debido a sus recursos de producción han de ubicarse en determinadas zonas, lejos de las grandes urbes, demandantes de energía eléctrica. Así una central hidroeléctrica, ha de emplazarse en el salto de una presa, produciendo la energía eléctrica lejos del punto de consumo y creando una desigualdad entre su curva de producción y la curva de demanda. Para mitigar esta divergencia entre curvas, la

---

<sup>1</sup>Toda la información detallada sobre las características, distancia de la red eléctrica española y su evolución se podrá encontrar en, RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (2013).

energía eléctrica ha de ser transportada por la red principal, aumentando la tensión para acelerar el proceso y disminuyéndola para adaptarla al consumo. Las propias características de la red de transmisión al ser mallada, producen la pérdida de grandes cantidades de energía, en España se perdieron en 2010, más de 112.000.000.000 kWh<sup>2</sup>. La generación centralizada es precisa para abastecer los periodos de demanda pico de energía por parte de los consumidores. Pero debido a las ventajas de la generación distributiva, se intentan disminuir esta dependencia centralista, mediante el cumplimiento de las pautas establecidas por la Directiva 28/2009, transpuesta por el 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. Adaptando el marco regulatorio a la llegada de la generación distributiva, noción adherida a los conceptos de paridad de red y paridad de generación y la posibilidad del suministro de energía eléctrica por Balance Neto, como posteriormente desarrollare.

La generación distributiva se basa en la producción de energía eléctrica por medio de instalaciones de pequeño tamaño en comparación con las productoras de generación centralizada. Estas instalaciones se encuentran ubicadas próximas a los puntos de consumo de energía eléctrica, lo cual reduce las pérdidas del transporte. Al ser consumida la energía eléctrica casi instantáneamente después de ser vertida a la red principal. Este modelo genera una mayor seguridad en el suministro frente a la dependencia de las grandes compañías productoras, reduce la inversión asociada a las infraestructuras de ampliación de la red de transporte y disminuye las emisiones de CO<sub>2</sub><sup>3</sup> producidas por ciertas centrales de generación convencional. Además reduce el impacto medioambiental, generado tanto por la producción de la energía eléctrica de forma centralizada, como por la ubicación de dichas centrales, comprimiendo las externalidades negativas.

## **2.2. Paridad de red**

La paridad de red es un concepto puramente económico, destinado a la generación de energía eléctrica y orientada al autoconsumo. Se utiliza para determinar

---

<sup>2</sup> Las pérdidas de transmisión y distribución de energía eléctrica incluyen las pérdidas que se producen en la transmisión entre fuentes de suministro y puntos de distribución y en la distribución a los consumidores, incluyendo el robo. GRUPO DEL BANCO MUNDIAL (2013).

<sup>3</sup> “...emplear medios de generación que no impliquen combustión como la generación nuclear y la generación con energías renovables del tipo hidráulica, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz...”. CARBAJO JOSA, (2012).



la llegada de la generación distributiva, fomentando la diversidad energética y la producción de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovables como el caso de la solar fotovoltaica y la minieólica. Así se establece que una tecnología de generación de energía eléctrica alcanzara la paridad de red, cuando el coste total de su producción eléctrica es igual o inferior al coste de la energía suministrada por el sistema eléctrico a precio minorista. De modo que el usuario es indiferente entre la generación de energía eléctrica a través de una instalación destinada a la autoproducción, que la compra de la energía a precio determinado por la tarifa eléctrica. Dentro de la paridad de red se pueden establecer otras series de definiciones, en este caso desarrollaremos tres.

La primera, haciendo hincapié en los puntos de conexión de energía eléctrica que se encuentren aislados de la red eléctrica general, considerando este matiz un agravante que aumentara el precio de la electricidad suministrada, debido a las pérdidas derivadas del transporte de la misma. Así se determina que existirá paridad de red, cuando el coste de la generación de energía eléctrica se equipare o sea inferior al coste de desplegar las redes de distribución de energía hasta el punto objeto de consumo y punto de conexión, además del coste derivado del suministro posterior.

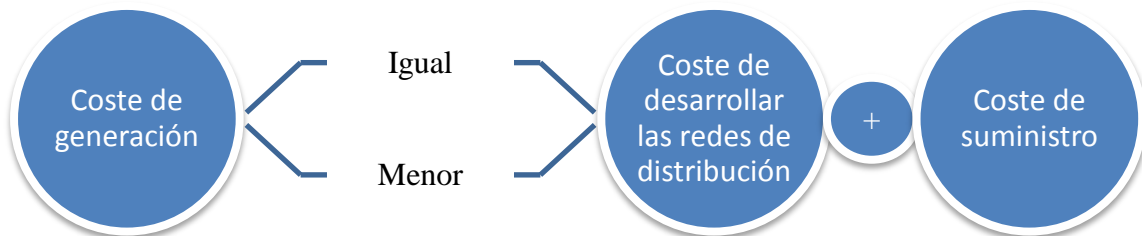


Figura 1: Llegada de la paridad de red, según los puntos de conexión. Fuente: Elaboración propia.

La segunda definición de paridad de red, se concreta en la inversión de todos los costes asociada al cálculo del suministro de energía eléctrica a través de la red principal. Incurriendo en estos coste, tanto la generación, el transporte, la distribución y otros servicios que generan costes intrínsecos al sistema de producción de energía eléctrica como, el manteniendo, la seguridad del suministro, etc. De modo que se concibe una situación de paridad de red, como el momento en que el coste de la producción de energía eléctrica destinada al autoconsumo, sea igual o menor al coste total de que esta energía eléctrica sea suministrada por la compañía distribuidora.

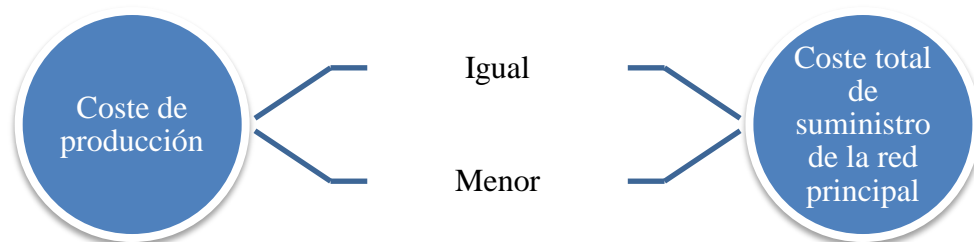


Figura 2: Llegada de la paridad de red, según el coste total del suministro. Fuente: Elaboración propia

El tercer concepto de paridad de red, está unido al proceso de generación de la energía eléctrica, incurriendo en todos los costes totales que debe soportar esta fase por parte del sistema eléctrico central. Estableciendo que se concibe la paridad de red, como el instante en que los costes de la autoproducción destinados al autoconsumo, sean iguales o inferiores al coste total de la generación de energía eléctrica por parte del sistema central.

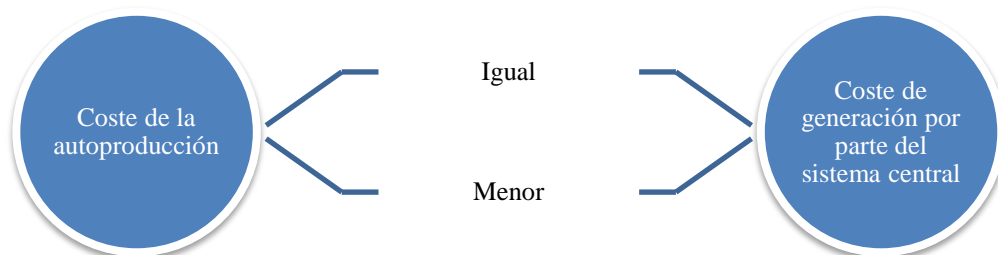


Figura 3: Llegada de la paridad de red, según los costes de generación del sistema central. Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente figura, se observa la llegada de la paridad de red. A través de la línea roja, la cual determina el coste de la adquisición de energía generada por la red principal, con tendencia creciente. Así como por la línea gris, que muestra el coste de generar energía eléctrica a través de una tecnología renovable solar fotovoltaica, la cual posee tendencia decreciente<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> Un ejemplo de esta senda decreciente se puede observar en el análisis realizado sobre las fuentes solares fotovoltaica y la llega de la paridad de red, por el profesor Duarte, descrito dentro del CONAMA. Determinado que “Una causa de ello ha sido la caída de los costes de los paneles solares debido al abaratamiento como consecuencia de su producción a gran escala. Esto es principalmente notable en el caso de las células fotovoltaicas ya que los precios de los paneles solares han bajado recientemente hasta por debajo de 1 \$/W.... la curva de aprendizaje de los paneles fotovoltaicos, de la que se obtiene un factor de aprendizaje de alrededor del 18 %, o lo que es equivalente, el precio baja este porcentaje cada vez que se duplica la potencia fotovoltaica acumulada”. MARTÍNEZ, DUARTE (2012).

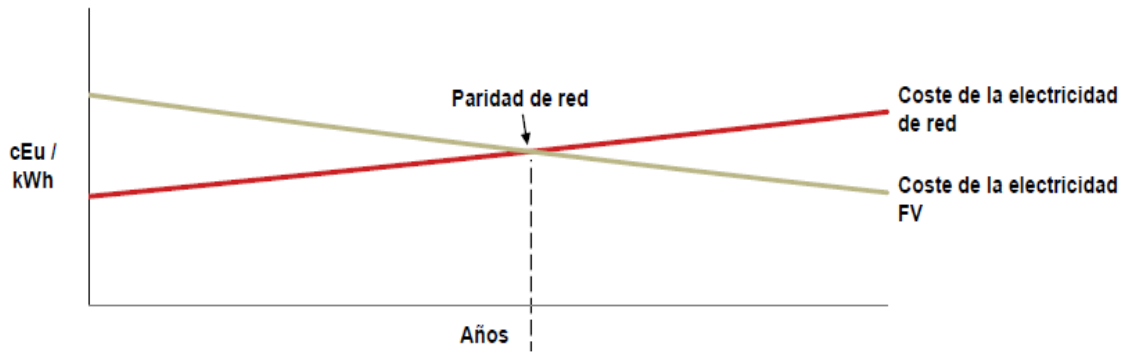


Figura 4: Momento de llegada de la paridad de red en una instalación solar fotovoltaica. Fuente: Eclaeon.

En la parte izquierda de la figura se muestra como hasta la llegada de la paridad de red, el coste de la producción de energía eléctrica, es superior al coste de adquisición a través de la red principal. En el margen derecho se observa la situación contraria, es más rentable la producción de energía eléctrica por medio de una instalación solar fotovoltaica, que adquirir dicha energía eléctrica al precio de la red principal. Sendas situaciones llegan a un punto donde se cruzan las rectas de coste de la electricidad adquirida de la red y la de coste de la electricidad producida por la instalación, ese momento es la llegada de la paridad de red. Este punto iguala el coste de la generación de energía eléctrica y el coste de la adquisición de la energía a la red principal.

Para calcular el coste de la electricidad generada por la instalación, se utiliza el mecanismo de LCOE, que determina el coste de la generación de la energía eléctrica a través de la instalación de energía renovables, considerando que este importe, es el coste de la electricidad actualizada. La siguiente figura muestra la fórmula para calcular el coste de la electricidad generada mediante una instalación solar fotovoltaica o minieólica.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

**I = Inversión**  
**M = Costes de operación y mantenimiento**  
**E = Energía producida**  
**r = Tasa de descuento**

Figura 5: Formula que representa el mecanismo de Levelize cost of Electricity. Fuente: ASIF.

### 2.3. Paridad de generación

El término de la paridad red, no se puede entender sin la paridad de generación. La paridad de generación no compara la diferencia entre la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables, con el precio de la adquisición de energía eléctrica a la red principal a precio minorista. Sino que la paridad de red, se determina cuando es igual o inferior el coste de la producción de energía eléctrica por medio de instalaciones renovables que el coste de adquirir dicha energía al precio de mercado de mayorista, calculando el precio mediante el *pool* eléctrico. De modo que las empresas productoras de energía eléctrica serán indiferentes entre la generación mediante fuentes con tecnologías renovables o las fuentes convencionales de producción.

Para esclarecer esta diferencia entre sendos conceptos, observamos el siguiente gráfico, que analiza la llegada de la paridad de red y la paridad de generación en relación a una instalación generadora de energía eléctrica a través de tecnología solar fotovoltaica. Se puede observar la línea de color gris de clara tendencia decreciente, referida al coste de la electricidad genera por las instalaciones de tecnología renovable. La línea de tonalidad roja que muestra el precio minorista, necesario para calcular la paridad de red, el cual posee una tendencia ascendente. De modo que el punto que corta ambas líneas, es la llegada de la paridad de red, igualando el coste que soporta el consumidor produciendo su propia energía con el coste de adquisición de la red principal a precio minorista. Prosiguiendo, observamos la línea de color azul, que muestra el precio mayorista de la generación de energía eléctrica, obtenido en el *pool*, con clara tendencia ascendente. El punto que corta las líneas de matiz azul y gris, es el momento donde se alcanza la paridad de generación. El precio de venta de la energía electricidad generada a través de la instalación solar fotovoltaica y calculada a precio de *pool* de mercado, será igual o superior al coste de su autoproducción.

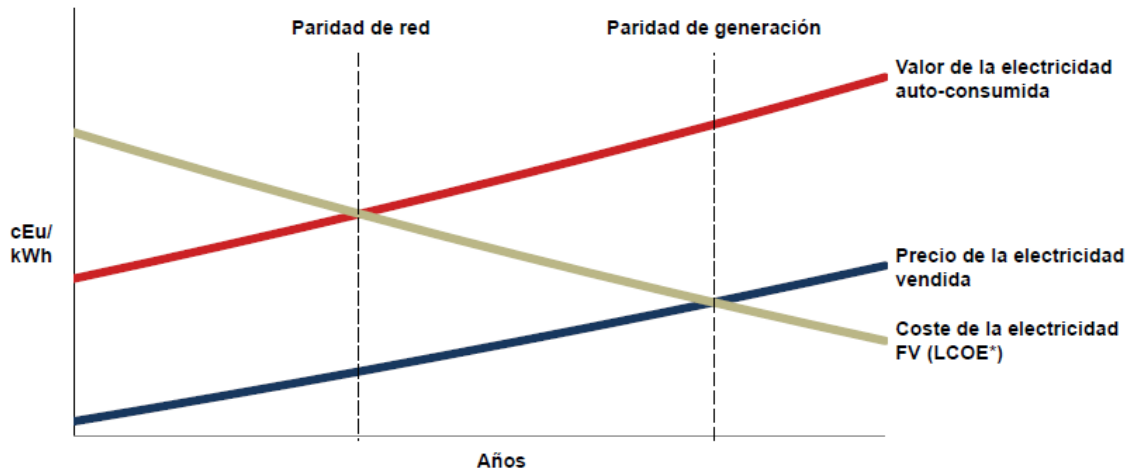


Figura 6: Esquema de la llegada de la paridad red y la paridad de generación, a una instalación solar fotovoltaica. Fuente: Eclaeron.

Este análisis realizado por Eclaeron establece los escenarios *ex ante* de la llegada de la paridad de red y la paridad de generación. Así hasta la llegada de sendas paridades tanto la autoproducción de energía eléctrica destina al consumo, como la venta de energía eléctrica a precio de mercado, precisaba de una subvención. La cual equipara los costes de producción de energía eléctrica a través de fuentes renovables, con el precio al cual se ha de adquirir la energía en el mercado. En la figura número 7 se observa la necesidad de una prima tanto para la energía autoconsumida como la vertida y vendida a la red.

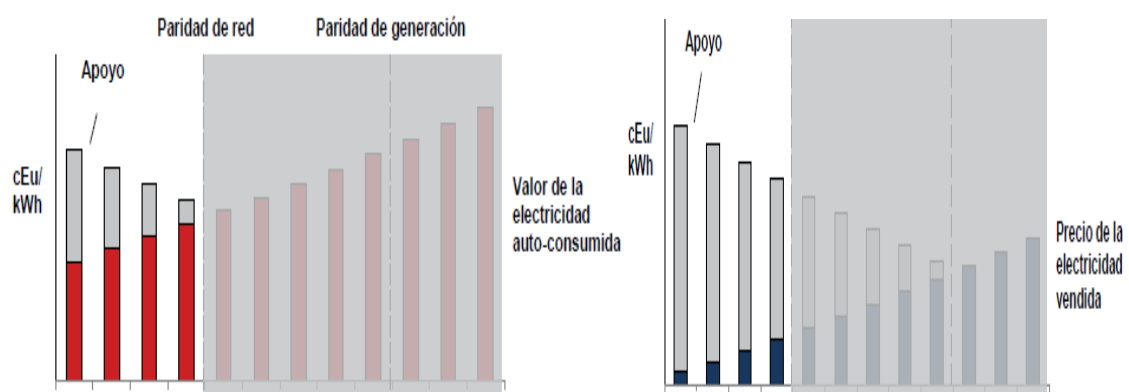


Figura 7: Situación de las energías renovables antes de la llegada de la paridad de red y la paridad de generación. Fuente: Eclaeron.

Con la llegada de la paridad de red, la subvención para garantizar la rentabilidad del autoconsumo no es precisa. El sistema es eficiente por sí solo, no precisa de incentivos para sobrevivir. No es así para el caso de las instalaciones de generación de energía eléctrica que vendan sus excesos a la red principal. Para las cuales sigue siendo

precisa una subvención, con el fin de hacer más atractivo la inversión en este tipo de energías renovables.

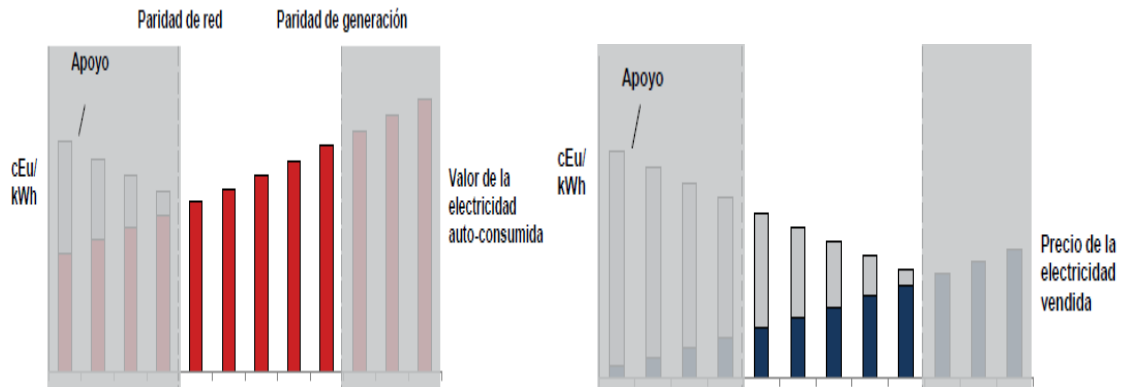


Figura 8: Cambio de la situación de las renovables con la llegada de la paridad de red y la eliminación de primas. Fuente: Eclaron.

Con la llegada efectiva de sendas paridades, las primas dejan de ser necesarias para la energía eléctrica vertida a la red. Las instalaciones de energías renovables son rentables, indiferentemente de la energía generada que se destine al autoconsumo. El periodo de la compra de energía por el mercado sigue una tendencia creciente, mientras que el valor de las instalaciones de energía renovables disminuirá, haciendo más atractiva la inversión. De este modo se fomenta la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables logrando una mayor diversidad de fuentes de generación y la reducción de la incertidumbre regulatoria asociada a las energías renovables. Ya que la eficiencia de las instalaciones será independiente de las primas otorgadas a través de los sucesivos cambios regulatorios.

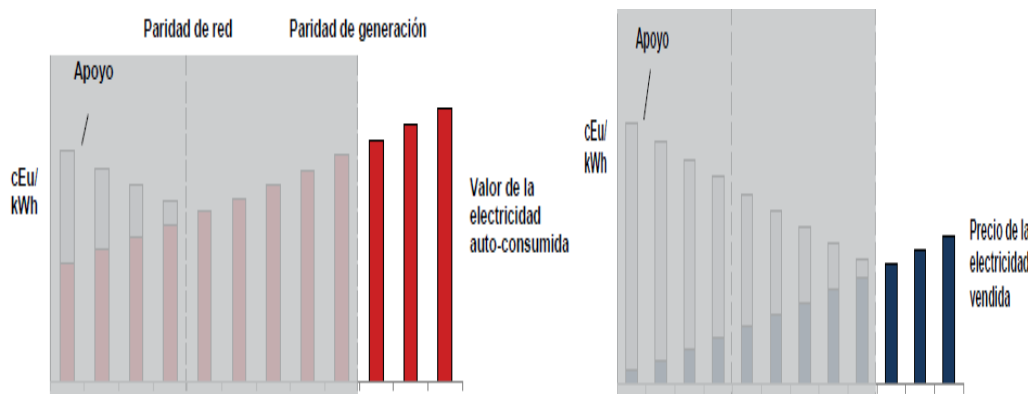


Figura 9: Cambio de la situación de las renovables con la llegada de la paridad de red y la paridad de generación y la eliminación de primas a la energía vertida. Fuente: Eclaron.

Los conceptos de paridad de red y de paridad de generación están muy unidos al suministro de energía eléctrica por Balance Neto. Así las dos anteriores definiciones,

consideran la necesidad de que el usuario que genera energía eléctrica destinada al autoconsumo, este unido a la red eléctrica principal. Alegando dos razones de peso, la primera consiste en garantizar el suministro de energía eléctrica en los momentos en los que la instalación de producción no cubra la demanda de consumo, la curva de producción sea menor que la de demanda de energía. La segunda, determina la necesidad de verter los excedentes de energía producidos y no consumidos instantáneamente a la red principal, utilizando la red como un *back up*.

### **3.4. Que es el suministro de energía eléctrica por Balance neto.**

El Balance Neto es un sistema de compensación de saldos energéticos, calculando la diferencia entre la energía eléctrica generada por la instalación y la energía eléctrica consumida por el usuario, a través del suministro de la red eléctrica general. Así el suministro de energía eléctrica por Balance Neto utiliza la red principal de distribución como un depósito, vertiendo los excesos de energía generada en la instalación y no consumidos instantáneamente. Demandando la energía eléctrica en los momentos donde su instalación no genere la suficiente para hacer frente a la curva de demanda de consumo eléctrico.

Cuando la instalación genere suficiente energía eléctrica como para cubrir la curva de demanda del usuario, bastara con autoconsumir la energía producida. No siendo preciso ni la inyección de la energía excedentaria a la red principal ni el suministro de energía eléctrica por parte de la red principal.

Cuando la instalación genera más energía eléctrica, que la que el consumidor precisa, es decir, su curva de producción será mayor que su curva de demanda, estos excesos serán vertidos a la red principal. Creando derechos de consumo diferidos, los cuales serán compensados, cuando la producción de la instalación no sea suficiente para cubrir la curva de demanda del consumidor.

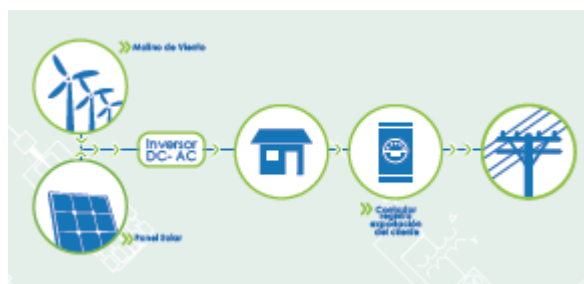


Figura 10: Sistema de Balance Neto cuando se difiere energía a la red. Fuente: AEEPR.

Así cuando la instalación de producción de energía eléctrica no genera suficiente energía como para cubrir el consumo y carezca de derechos de consumo diferidos. La energía eléctrica será suministrada por la empresa distribuidora de energía eléctrica. El consumidor cubrirá su curva de demanda de energía eléctrica mediante el abastecimiento de energía eléctrica a través de la red principal. La compañía eléctrica suplirá esta diferencia suministrando la energía restante e igualando la curva de demanda de energía eléctrica con la curva de producción necesaria.

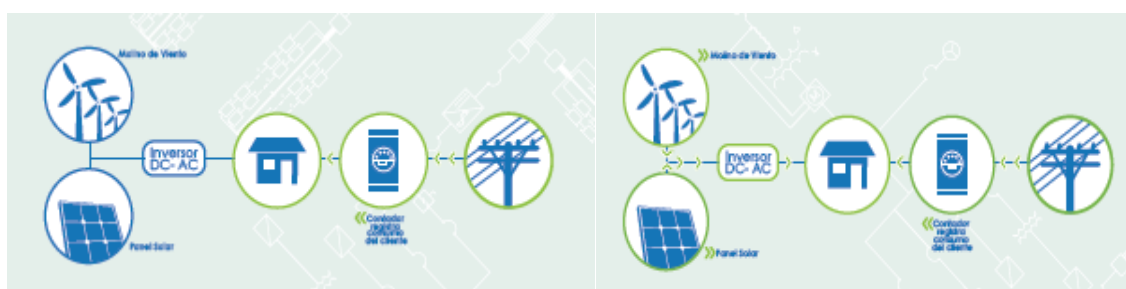


Figura 11: Sistema de Balance Neto cuando se importan los derechos diferidos de la energía a la red y Balance Neto total. Fuente: AEEPR.

Este sistema produce un cambio en el modelo de autoconsumo eléctrico, utilizando el sistema eléctrico como almacén donde vierte la energía excedentaria, exportando los excesos puntuales de energía eléctrica no consumida instantáneamente. Creando una serie de derechos de energía diferida, los cuales se podrán retribuir mediante diversas fórmulas, una de ellas consiste en la compensación económica de estos saldos de energía eléctrica diferida, como instaura la política de “*Net Energy Metering*”<sup>5</sup> en el caso de California, analizado a posteriori. Otra fórmula consiste en la creación de derechos de consumo por la energía diferida, los cuales podrán utilizarse en un plazo límite estipulado, como propone el borrador del proyecto del Real Decreto por

<sup>5</sup> En el estado de California, cabe la posibilidad de la retribución económica de los derechos diferidos una vez transcurrido el plazo límite de vigencia. Esta retribución se podrá realizar a través de diversas formas como: *Net Excess Generation Meter Aggregation*, *Virtual Metering Options* y *Energy Polity Act(2005)*



el que se establecen la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con Balance Neto, en España.

Estos derechos diferidos compensaran las fases de generación y consumo de energía eléctrica, así los usuarios liquidan la diferencia entre la energía consumida de la red y la vertida hacia la red, logrando concordar la curva de producción y la de demanda de energía eléctrica. El sistema de suministro de energía eléctrica por Balance Neto, está orientado hacia fuentes de generación de electricidad mediante tecnologías renovables, como son la minieólica y la solar fotovoltaica, logrando compensar las curvas de producción de energía eléctrica y de consumo. Así, lo muestra un análisis realizado por la UNEF, resaltando este objeto de estudio, donde podemos observar que un sistema de suministro de energía eléctrica por Balance Neto mejoraría la diferencia antes sendas curvas, en relación a un sistema de autoconsumo sin compensación de saldos. Esta diferencia es notable, como muestra la figura número 12, al contemplar la curva de generación de energía eléctrica en tono verde frente a la curva de consumo eléctrico en color negro.

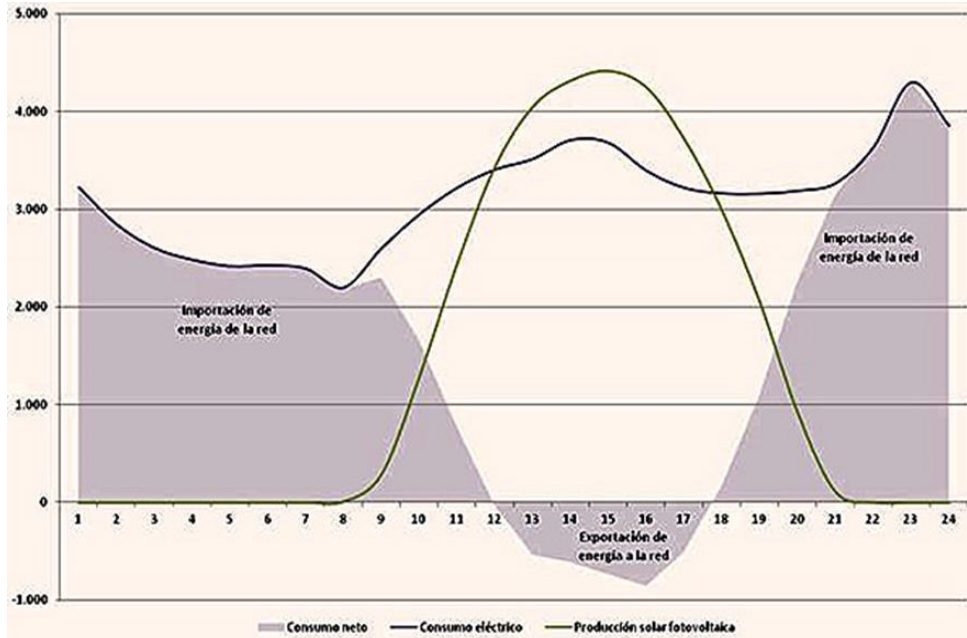


Figura 12: Sistema de autoconsumo por Balance Neto frente al autoconsumo sin compensación de saldos. Fuente: UNEF.

El consumidor de energía eléctrica se convierte tanto en productor como en consumidor, ya que su instalación genera energía eléctrica que vierte a la red principal.

La cual a través de sus derechos diferidos será consumida en periodos posteriores. Esta generación de energía no será la misma durante todo el día, dependerá de varias variables entre ellas se puede recalcar el consumo de energía derivado de la actividad que esté desarrollando el usuario, así como las horas de irradiación solar. El consumidor podrá controlar estos periodos de demanda y generación pico y valle, adaptándolos a su consumo e igualando su curva de demanda con la de generación.

El funcionamiento de los sistemas de Balance Neto, pueden seguir un esquema de hábitos de consumo. De modo que durante las horas de menor irradiación solar, en el supuesto de una instalación de generación de energía renovable con tecnología solar fotovoltaica. La instalación no genera ninguna producción de energía eléctrica, ya que no es abastecida por la irradiación solar, no cubriendo la demanda de consumo del usuario, de modo que deberá nutrirse de la importación de energía de la red principal.

En las horas de aumento de la irradiación solar, la generación de la instalación será suficiente para cubrir la curva de demanda de consumo eléctrico. La curva de generación es mayor, que la curva de consumo lo que producirá un vertido de excedentes de energía eléctrica a la red principal.

Con la entrada de la noche, las horas de sol se menguan. Generando que la demanda de energía por parte del usuario, no podrá ser cubierta por la energía eléctrica producida por la instalación. Así queda cubierta por medio de la energía suministrada a través de la realización de un contrato con la empresa comercializadora, con la correspondiente tarifa eléctrica.

Los saldos de energía en el supuesto donde la curva de demanda sea mayor a la curva de generación de energía eléctrica, serán compensados por el periodo de crecimiento de la curva de generación por encima de la curva de demanda. Lo cual producirá el vertido suficiente de excedentes a la red principal, los cuales generan derechos diferidos de energía que son utilizados en los momentos donde el consumo ha de ser cubierto por la red eléctrica general.

La siguiente figura muestra la tendencia del consumo de energía eléctrica así como la producción de una instalación residencial durante el periodo de un día. Mostrando como en las horas primeras de la mañana el consumo es cubierto por la energía generada en la propia instalación representada, en color rosa. De modo que no

es preciso la compra de esta energía a la red, además se generan más de la que se consume. Creando derechos de consumo diferidos mediante el vertido de la energía excedentaria a la red principal, representado con la figura de color azul. Los cuales podrán ser utilizados por el usuario en periodos de baja producción de energía eléctrica, compensado su curva de demanda con estos saldos. Según avanza el día y las horas de irradiación son menores, la instalación no puede generar suficiente energía eléctrica para cubrir la demanda. En este momento la energía necesaria será suplida por los derechos de consumo de energía eléctrica diferidos hasta que sean agotados. Una vez extinguidos esta diferencia se cubrirá por el suministro de energía a través de la red principal como muestra las formas geométricas de color gris.

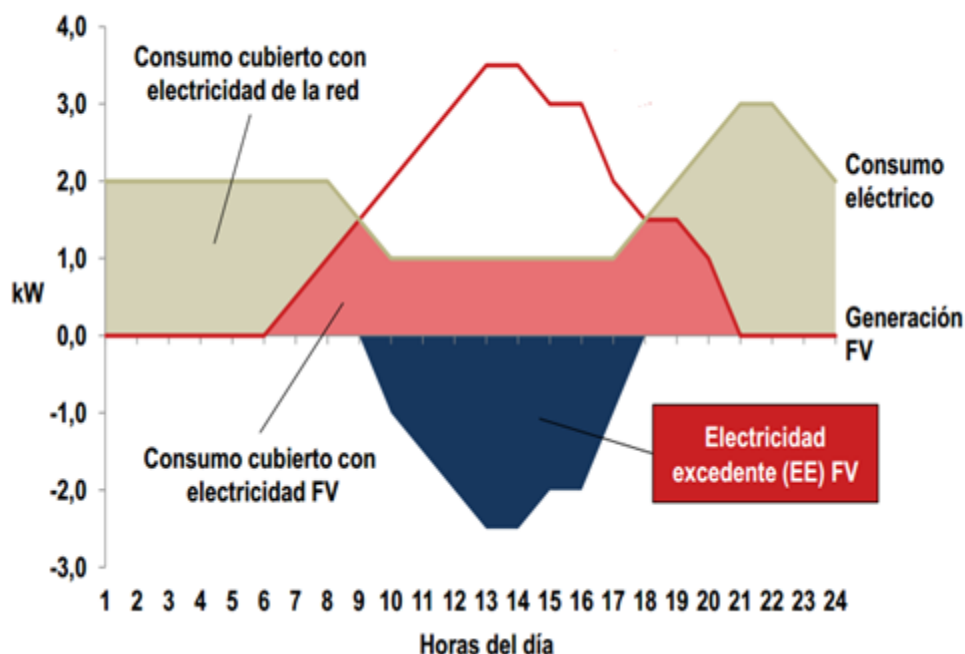


Figura 13: Consumo eléctrico y generación fotovoltaica de un usuario residencial a lo largo de un día.  
Fuente: Eclaeron.

Las ventajas asociadas a este modelo de autoconsumo son notorias, para aprovecharlas al máximo es precisa la creación de un marco normativo apropiado. El cual conseguirá exprimir los incentivos de la generación distributiva, logrando la llegada de la paridad de red y la paridad de generación, fomentando la diversidad energética y la generación eficiente a través de tecnologías sostenibles. Entre las cuales se encuentra la solar fotovoltaica y la minieólica, debido a que con el sistema de Balance Neto se ahorra la necesidad de costear el sistema de baterías, usando la red

como almacén. Esta nueva forma generación energía eléctrica disminuye las emisiones de CO<sub>2</sub> y la pérdida de energía relativa al transporte ya que la energía es consumida casi instantáneamente. Al igual favorece el cumplimiento de los objetivos europeos transpuesto por España y recogidos en el PANER 2011-2020.

#### **4. Análisis normativo del sector eléctrico español y del autoconsumo.**

El marco normativo del sector eléctrico española ha sido sometido a continuos cambios tras su liberalización en 1997. Lo que está asociado a una gran complejidad normativa, inseguridad jurídica e incertidumbre regulatoria. Sin olvidar la situación del déficit tarifario que condiciona parte de la política energética. La proliferación de normas nacionales y la trasposición de directivas europeas, siguen una tendencia análoga. Enfatizando en los últimos tiempos en formas de generación de energía eléctrica sostenibles y disminuyendo la dependencia de la generación centralizada. Así se desarrolla un marco normativo para el autoconsumo cimentado sobre las energías renovables. Dando cabida al cumplimiento de los objetivos descritos en las directivas europeas, así como el impulso de la generación eléctrica sostenible, eficiente y diversificada con nociones como del suministro eléctrico por Balance Neto

##### **4.1. Análisis del marco normativo del sector eléctrico español, desde su liberalización hasta la actualidad.**

El marco normativo del sector eléctrico español, está constituido por la transposición de objetivos europeos, enfocados hacia la creación de un mercado común. Estos objetivos nacen en el Tratado de Roma de 1957, así se establece en su preámbulo<sup>6</sup> la necesidad de eliminar las barreras que imposibilitaban; tanto desde el punto de vista histórico, como regulatorio, la apertura de los mercados nacionales de energía eléctrica de los países de la U.E hacia una progresiva liberalización y la creación de un mercado interior de la electricidad.

Este proceso se inicia con la Directiva 90/547/CEE del Consejo, de 29 de octubre de 1990, relativa al tránsito de electricidad por las grandes redes, aunque no es

---

<sup>6</sup> En el preámbulo del Tratado de Roma de 1957, se pueden encontrar signatarios como: "reconocer que la eliminación de los obstáculos existentes exige una acción concertada para garantizar un desarrollo económico estable, un intercambio comercial equilibrado y una competencia leal", "desear reforzar la unidad de sus economías y asegurar su desarrollo armonioso, reduciendo las diferencias entre las diversas regiones y el retraso de las menos favorecidas".

hasta 1997 cuando uno de los objetivos fundacionales de la U.E, como es la construcción de un mercado común de electricidad, es igualado al resto de prioridades. “*Produciéndose una equiparación en el tratamiento de la energía eléctrica con otras mercancías y servicios*”<sup>7</sup>, promulgándose para ello la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Cuyos objetivos se centran en una progresiva liberalización de las actividades de generación de energía eléctrica y comercialización, orientadas hacia la creación de un mercado comunitario de electricidad en la U.E. Con el fin de adaptarse a las corrientes liberalizadoras y los correspondientes objetivos europeos, se lleva a cabo la transposición al ordenamiento jurídico español de la Directiva 96/92/CE, a través de la publicación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

El objetivo esencial de la Ley 54/1997, consiste en establecer la regulación del sector eléctrico nacional, “*regulando todas las actividades involucradas en el suministro eléctrico*”<sup>8</sup>. Asentándose en tres pilares elementales; el primero se forja en disminuir el coste asociado al servicio eléctrico, reduciendo el precio que deben pagar los consumidores. El segundo en garantizar la máxima calidad del suministro de energía eléctrica, además de la disminución de las externalidades negativas sobre el medioambiente por medio del “*fomento de energías renovables*”<sup>9</sup>. Por último, el tercero consiste en garantizar el suministro de energía eléctrica, mediante obligaciones de servicio público para garantizar la seguridad del abastecimiento.

Para ello es preciso realizar una disociación jurídica entre las actividades reguladas (transporte y distribución) y aquellas en régimen de libre competencia (generación y comercialización). A partir de ese momento se perpetra en la fase de comercialización una gradual liberalización de la contratación, sustentada sobre los principios de libre contratación y elección del suministrador por parte de los consumidores finales de energía eléctrica. Con la nueva regulación se introduce la utilización del sistema de peajes para lograr la libertad de acceso a redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Asimismo, se crean las figuras del operador del

---

<sup>7</sup> Para profundizar con mayor énfasis en la materia consultar, RIVERO TORRE (2009).

<sup>8</sup>Un análisis más detallado de la relevancia de la Ley 57/1997 se encuentra en FABRA. N (2006).

<sup>9</sup>Con el propósito de profundizar en la matriz del derecho comparado dentro del contexto europeo es preciso consultar. MUÑOZ, M. S; SERRANO, M.; BACIGALUPO, M. (2009):

sistema REE, encargados de la gestión técnica, el OMEL, encomendado de la gestión económica del sistema y del regulador la CNE.

Para sustentar la Ley 54/1997, es preciso la aprobación de un marco normativo que mengue la incertidumbre regulatoria asociada a este cambio de paradigma dentro del sector eléctrico, para ello se publicaron una serie de reales decretos, otorgando mayor consolidación a ciertos aspectos técnicos, administrativos y económico. Así, se publicaron el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. Estableciendo el periodo de transacción a la competencia en su artículo 11<sup>10</sup>, con el límite de 10 años concluyendo en el año 2007. El Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica. Instaurando como puntos significativos; las características técnicas de los equipos de medición, recogidas en el artículo 8; la determinación de los puntos de medida, establecidas en el artículo 5 y la instalación, operación y costes, copiada en el artículo 20. Recalcando el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que relaciona el suministro de energía eléctrica con la compra y venta de energía eléctrica en el mercado de producción y define los tipos<sup>11</sup> de mercados de producción.

Es necesario seguir reforzando el marco regulatoria tras la entrada en vigor de la Ley 54/1997, para ello se aprueban el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Determinado la retribución por energía vertida, recogía en el artículo 21 para régimen ordinario y 22 para régimen

---

<sup>10</sup> El Artículo 11, del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, se refiere a la duración del periodo transitorio, estableciendo que “*el periodo transitorio será como máximo de diez años, comprendido entre el 1 de enero de 1998 V el 31 de diciembre del 2007. No obstante 10 anterior, si las condiciones del mercado 10 hacen aconsejable, una vez cumplidas las condiciones V compromisos establecidos en la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, el citado periodo transitorio podrá reducirse mediante Real Decreto*”.

<sup>11</sup> Existen diversos tipos de mercados de producción enunciados en el artículo 2 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, así se establece: “*El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercado diario y mercado de servicios complementarios, integrándose también en él los contratos bilaterales físicos*”. Adicionalmente, existirá un mercado...que se denomina mercado intradiario”.

especial. Así como incentivando las instalaciones con una potencia no superior a 50MW desarrollada en el precepto 31 e instaurando en el artículo 2, las características para que las instalaciones con una potencia no superior a 50MW puedan acogerse al régimen especial. Al igual que el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, proponiendo que la actividad de *“transporte y distribución que tienen carácter de reguladas y deberán ser llevadas a cabo por sociedades mercantiles que tengan como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas”*<sup>12</sup> y sellando que la actividad de retribución de transporte de energía eléctrica sea calculada por el MINETUR de acuerdo al artículo 4.

Con la entrada del siglo, se aprueba el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios. Manteniendo las líneas del proceso de liberalización del sector eléctrico a través de la flexibilización del marco económico en el que operan los agentes productivos. En este mismo año se aprueban entre otros el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, donde se encuentran *“las mínimas de la calidad del servicio eléctrico”*<sup>13</sup>. Así, como el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, simplificando los trámites de conexión en el Capítulo II.

El cambio de paradigma del sector eléctrico nacional está unido a la aparición de externalidades negativas para la sociedad, por ello es preciso cierta regulación medioambiental llevada a cabo por la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación. En este periodo se aprueba la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, que modifica el artículo 91, 92 y 94 de la Ley 54/1997, configurando las técnicas para la reforma o aprobación de la tarifa eléctrica de referencia.

En 2003, se culmina el proceso de liberalización del sector eléctrico nacional, disminuyendo el plazo establecido por las directivas europeas, debido a que *“las leyes*

---

<sup>12</sup> Recogido en el artículo 1, del Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

<sup>13</sup> La progresiva liberalización de los mercados y su repercusión sobre los consumidores se encuentra desarrollado en RUIZ MOLINA(2003)

*españolas son más liberalizadoras que las directivas europeas*<sup>14</sup>. No obstante, la creación del marco regulatorio prosigue y así se aprueba la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE, aunque no es transpuesta al ordenamiento jurídico nacional hasta el año 2007, como posteriormente analizaremos. Con esta directiva las instituciones europeas proporcionaron un nuevo impulso al proceso de liberalización del sector eléctrico, otorgando una regulación más estricta en las condiciones de acceso a las redes de transporte y distribución, a través de la figura del regulador independiente. La cual ya existía en España aprobada en la Ley 54/1997 a pesar de no ser condición necesaria en la primera directiva. Al igual se aprueban ciertas normas significativas para el sector eléctrico, entre ellas se pueden subrayar el Real Decreto 1349/2003, de 31 de octubre, sobre ordenación de las actividades de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S. A. (ENRESA), y su financiación y Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, sufren una serie de modificaciones llevadas a cabo por el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. A partir de este momento los titulares de las instalaciones pueden decidir qué hacer con su energía producida, para ello el artículo 22 recoge los mecanismos de retribución, posibilitando vender la electricidad a la empresa distribuidora a tarifa regulada o vender la energía eléctrica de forma libre en el mercado. En este intervalo de tiempo se aprueba el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico. Realizando las reformas precisas para que la sistematización del mercado eléctrico cumpla los criterios de seguridad y reduzca el impacto económico sobre las unidades de producción y consumo.

El periodo comprendido entre los años 2005 y 2006, está caracterizado por el surgimiento de un fuerte déficit tarifario, derivado de la aparición de “*síntomas de*

---

<sup>14</sup> Aferrándose en la idea de que las normas españolas, acortan el plazo establecido para que los consumidores puedan cambiarse de compañía suministradora. RUIZ MOLINA (2003).



*agotamiento*”<sup>15</sup> en la Ley 54/1997. Para combatirlos, se llevan a cabo una serie de reformas normativas como; el Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico, el Real Decreto-ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial y Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético. A partir del cual se modifican algunos preceptos de los artículos 9, 10, 13, 16, 25, 30 de la Ley 54/1997, añadiendo las disposiciones adicionales vigésima y vigésima primera y suprimiendo la disposición transitoria sexta y octava.

En 2007 se publica la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Como inicialmente menciona esta ley que transpone la Directiva 2003/54/CE, es preciso matizar que gran parte de las medidas ya se encontraban incorporadas a la regulación del sector eléctrico español, como la separación de las actividades que conforman el sector eléctrico, para evitar “*subvenciones cruzadas*”<sup>16</sup>. La modificación más relevante consiste en la eliminación de las tarifas integrales y la introducción de la actividad de suministro de último recurso recogidas en el artículo 18, implantando el precio máximo que deben cobrar los comercializadores de energía eléctrica. La TUR se concibe como la garantía de suministro eléctrico en la U.E asentado sobre el principio de universalidad, disminuyendo debilidad de los consumidores y creando un “*suministro completamente liberalizado*”<sup>17</sup>. Es preciso destacar el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Derogando la retribución de las instalaciones con respecto a la Tarifa media o de referencia, e instaurando la retribución en relación al IPC. Fijando en la sección tercera, los requisitos para ser destinatario de prima, aumentando los límites de potencia de 100

---

<sup>15</sup> Los continuos cambios regulatorios y la adaptación de la ley 57/1997 al contexto energético se encuentra en FABRA, N (2006):

<sup>16</sup> Trasladando el coste de las actividades no reguladas hacia las actividades reguladas, “*traslación de parte de los resultados de las actividades más eficientes y rentables, a las que lo son menos dentro de un mismo grupo de empresas en las que dichas actividades aparecen integradas*”. MUÑOZ, M. S; SERRANO, M.; BACIGALUPO, M. (2009).

<sup>17</sup> La progresiva liberalización del sector eléctrico nacional es analizada en RIVERO TORRE (2009)

kW hasta los 10 MW. Sin olvidar los Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración y el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

La incertidumbre regulatoria es una característica propia de la regulación del sector eléctrico nacional, una muestra clara de esta inseguridad jurídica se despliega en el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica 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. Este segundo establece la clasificación de los tipos de instalaciones objeto de esta norma, enunciadas en el artículo número 3, además concreta los mecanismo de preasignación de retribución y los cupos anuales de potencia incrementados anualmente, recogidos en el Capítulo II artículos 4 y 5.

El proceso de creación normativa por parte de la U.E continúa a un ritmo constante, con la Directiva 2009/28/CE. La cual pone la primera piedra para fomentar la producción de energía eléctrica a través de fuentes renovables, abriendo el camino al sistema de suministro de energía eléctrica por Balance Neto. Sin embargo aunque en 2011, fue transpuesta al ordenamiento jurídico español, como a la postre analizaremos, algunos preceptos entre ellos el Balance Neto sigue sin ser regulado. A nivel nacional se publicaron el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, continuación del principio aprobado en periodos anteriores. Además, del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, creando un auge de la producción de energía eléctrica mediante fuentes de energías renovables y estableciendo una senda para la eliminación del déficit tarifario a través de topes anuales en 2013.

En 2010 se aprueba una gran cantidad de normas las cuales aumentan la inseguridad jurídica del sistema energético español, al no cumplirse las normas o “*ser impredecibles*”<sup>18</sup>. Como el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se

---

<sup>18</sup>La incertidumbre regulatoria asociada a la complejidad normativa del sector eléctrica es descrita en CARBAJO, A (2011)

establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, instaurando una nueva ruta de control del déficit. Una de las novedades de esta norma se halla en la disposición adicional primera, que determina el límite de horas equivalentes para el funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas en correlación a la zona climática donde se encuentren instaladas, catalogadas según el nivel de radiación solar. Así, como el Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Estas medidas responden a dificultades coyunturales, buscando remedios a corto plazo en vez de indagar en soluciones sistemáticas que afecten a todos los agentes del sistema eléctrico nacional.

En el 2011, la actividad normativa del MINETUR fue productiva, adaptando progresivamente en los años futuros la regulación del sector eléctrico a la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible. Publicándose el Real Decreto 302/2011, de 4 de marzo, por el que se regula la venta de productos a liquidar por diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por los comercializadores de último recurso del sector eléctrico y el 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. Racionalizando y sintetizando de los procedimientos administrativos para instalaciones de pequeña potencia, recogidas en el artículo 2, fijando el límite de 100 kW. Disminuyendo el plazo de acceso y solicitud de conexión mediante el procedimiento abreviado pasando 89 semanas como se desarrolla en el peor de los casos en el artículo 8, al plazo de 30 días recogidos en el procedimiento abreviado recopilado en el artículo 9. El procedimiento abreviado será aplicado en instalaciones de hasta 100 kWn, las instalaciones con un potencia no superior a 10 kW quedan exentas de aval. De modo que se abre la puerta al suministro de energía por Balance Neto, estableciendo todos los requisitos tanto administrativos, como económicos para desarrollar la conexión a la red de las instalaciones de hasta 100 kWn. Concretando en su disposición adicional segunda<sup>19</sup> un plazo de 4 meses para

---

<sup>19</sup> Se estipula en la disposición adicional del 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 segunda que “El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en el plazo de cuatro meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, elevará al Gobierno una propuesta de real decreto cuyo objeto sea la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del consumo de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo”.

desarrollar la correspondiente regulación, la cual sigue sin ser publicada de forma concluyente a excepción de un borrador no definitivo de la norma.

La trasposición al ordenamiento jurídico nacional del contenido de diversas directivas europeas, se realiza mediante el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. Encaminándose a solventar la difícil situación del déficit tarifario<sup>20</sup> y siguiendo los protocolos de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible se lleva cabo la suspensión de los incentivos fiscales a las instalaciones de producción de energía eléctrica encomendadas al régimen especial. A través del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica.

En el año 2013, se ha aprobado el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, introduciendo nuevos mecanismos para corregir los desencajes entre los costes del sector eléctrico y los ingresos obtenidos a partir de los precios regulados. Realizando una serie de ajustes en determinados costes del sector eléctrico<sup>21</sup> y modificando el Real Decreto 661/2007. Este cambio regulatorios se enmarca dentro de las últimas medidas adoptadas ante el crecimiento de costes del sistema eléctrico, provocando el gradual crecimiento del déficit tarifario.

El marco normativo del sector eléctrico español, está caracterizado por la sucesiva transposición de normas europeas al ordenamiento jurídico nacional. Así como la constante proliferación de normas nacional. Enfocados en un primer momento a la liberalización del sector eléctrico nacional, a través de la liberalización de la comercialización y la generación de energía eléctrica. Sin olvidar la importancia desde

---

<sup>20</sup> Situado por la CNE, para el año 2012 en 5.609 millones, un 45,7% superior al del año anterior, debido esencialmente a los costes producidos por el régimen especial (renovables y cogeneración) y los sistemas extrapeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla).

<sup>21</sup> Estos ajustes se refieren a la “*retribución por las actividades reguladas como el transporte, la distribución los costes extrapeninsulares o el régimen especial se actualiza tomando como referencia el Índice de Precios al Consumo (IPC)*”, producirán un ahorro de entre 600 y 700 millones de Euros. El Gobierno adopta medidas para equilibrar el sistema eléctrico en 2013 sin subidas de la luz para los consumidores.

2002 del control del déficit tarifario, cuantificado en una cifra de 1.910 millones de euros. El cual ha aumentado progresivamente hasta la cifra de 5.069 millones de euros en 2102 y cuyos problemas se arrastran hasta la actualidad. Destacando en 2007 el fomento de la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables, debido al objetivo de disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub>. Enfatizando a partir en el 2009, en la necesidad de disminuir la dependencia de la generación eléctrica centralizada, impulsando la generación sostenible y las pequeñas instalaciones de generación. Logrando una mayor diversidad de fuentes de generación y minorando el efecto dañino de la producción de energía eléctrica hacia el medio ambiente. No obstante todos estos cambios regulatorios, están cimentado sobre el telón de fondo de la complejidad normativa, la inseguridad jurídica y la incertidumbre regulatoria.

#### **4.2. Análisis del marco normativo que regula el autoconsumo de energía eléctrica en España**

La primera referencia a este sistema de producción de energía eléctrica destinada al autoconsumo, nace tras la publicación de la Ley 38/1992, de Impuestos Especiales. En cuyo artículo 65, quinto referido a las exenciones, se determina que estarán eximes de impuestos especiales las operaciones de *“la fabricación de energía eléctrica en instalaciones acogidas al régimen especial que se destine al consumo de los titulares de dichas instalaciones y la fabricación, importación o adquisición intracomunitaria de energía eléctrica que sea objeto de autoconsumo en las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica...”*<sup>22</sup>. Así se reconoce la eventualidad de que el autoconsumo de energía eléctrica no esté sujeto al régimen de impuestos especiales, al igual que el autoconsumo en instalaciones tanto de producción, transporte como de distribución.

La Ley 54/1997, que inicia el proceso de liberalización del sector eléctrico nacional, continua con este marco regulatorio, en su Título II artículo 9<sup>23</sup>. Donde irradia la posibilidad de elección en cuanto al destino final de la producción de energía eléctrica, implementando dos opciones. La primera consiste en destinar la producción de energía

---

<sup>22</sup> Para una mayor profundización en al tema consultar el Capítulo IX, referido al impuesto de la electricidad, recogido en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

<sup>23</sup> Se determina en el artículo 9, que *“ Los productores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, ya sea para su consumo propio o para terceros, así como las de construir, operar y mantener las centrales de producción”*. Recogido en la Ley 57/1997.

eléctrica al autoconsumo, bien de forma total o parcial. Mientras que la segunda otorga la posibilidad de la venta de la energía eléctrica a la red. Este precepto abre la puerta hacia el interrogante del autoconsumo o la venta a la red, destinando la producción de energía eléctrica a terceros.

El acceso a la red nacional de distribución de energía eléctrica se convierte en un derecho para productores, así queda definido tras la publicación del 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. Instaurando en el artículo 60<sup>24</sup>, la posibilidad de producción tanto para autoconsumo total como parcial. Así, como la posibilidad de restricción del derecho de acceso a la red, en circunstancias de falta de capacidad, por tanto “*no es discrecional a juicio de la empresa distribuidora*”<sup>25</sup>.

El Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, da paso a la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, define en su artículo 2, precepto tercero<sup>26</sup>, los tipos de instalaciones. De modo que las instalaciones generadoras de energía eléctrica destinada al autoconsumo total o parcial, cumplen el principio de interconexión. Al trabajar en paralelo con la red de distribución, aunque su conexión en dicha red se ejecute dentro de la red interior. Verificando por parte de la empresa distribuidora que se cumplan las condiciones de seguridad en la red, de manera que se garantice que las instalaciones destinadas al autoconsumo total o parcial de la energía eléctrica no perturben la red, como se determina en el apartado 4.3.3. y 4.33.

---

<sup>24</sup> El artículo 60 concreta el acceso a la red “1. Tendrán derecho de acceso a la red de distribución los productores, los autoprodutores, los distribuidores, los comercializadores, los agentes externos y los consumidores cualificados. 2. Este derecho sólo podrá ser restringido por la falta de capacidad necesaria, cuya justificación se deberá exclusivamente a criterios de seguridad, regularidad o calidad de los suministros. 3. Las limitaciones de acceso para los productores se resolverán sobre la base de la inexistencia de reserva de capacidad de red, sin que la precedencia temporal en la conexión implique una consecuente preferencia de acceso. 4. El acceso a la red de distribución tendrá carácter de regulado y estará sometido a las condiciones técnicas, económicas y administrativas que fije la Administración competente”.

<sup>25</sup> Para una profundización mayor consultar el análisis sobre las referencias sobre autoconsumo de energía eléctrica en la normativa vigente, realizado por el IDAE (2012).

<sup>26</sup> La ITC-BT-40 enfatiza en la idea de autoconsumo mediante “...Las Instalaciones Generadoras se clasifican, atendiendo a su funcionamiento respecto a la Red de Distribución Pública, en... apartado 4.2 c) Instalaciones generadoras interconectadas: Aquellas que están, normalmente, trabajando en paralelo con la Red de Distribución Pública.”

Este reglamento concibe la opción de que una instalación generadora de energía eléctrica vierta dicha energía a la red principal, a través de la instalación de un contador de energía. Así, contempla la posibilidad de transferir energía eléctrica a la red distribuidora de forma total o parcial. De modo que las instalaciones generadoras de energía eléctrica destinadas exclusivamente al autoconsumo están exentas de la instalación del contador que compute los saldos de energía diferidos a la red.

El Real Decreto 314/2006, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, insta en la sección HE5 del Documento Básico de Energía sobre contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica, la opción de conectar las instalaciones de generación de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica ubicadas en la cubierta de un edificio, a un punto de conexión distinto al de la compañía distribuidora. Esta posibilidad será desarrollada por aquellas instalaciones destinadas al autoconsumo de forma total o parcial. Aplicando las conexiones técnicas desarrolladas en el Capítulo III del Real decreto 1699/2011 que deroga las anteriores condiciones técnicas recogidas en el Real decreto 1663/2000.

En 2007 se publica el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial<sup>27</sup>, recogiendo en el artículo 16, la posibilidad de que las instalaciones de producción de energía eléctrica acogida al régimen especial, que no vierte toda su generación a la red de distribución podrán destinarla al autoconsumo. Así mismo, el artículo 17 y 24 registran la posibilidad de venta parcial de la energía generada por los productores de régimen especial. La generación de energía por parte de las instalaciones acogidas a régimen especial podrá bien ser vendida a la red o autoconsumida de forma parcial, compaginando una parte con venta a la red o total. Las instalaciones que se acojan al autoconsumo total no deberán figurar como incriptas en el registro administrativo de producción en régimen especial ya que no vierten energía eléctrica a la red. Mientras que las instalaciones acogidas al autoconsumo parcial si deberán figurar en dicho registro, con el propósito de controlar la energía cedida, este aspecto se desarrolla en el artículo 9.

---

<sup>27</sup> Par un análisis más detallado de las nuevas prácticas regulatorias instauradas por el Real decreto Ley 2007/667, es preciso consultar las 12 características que el Doctor en Derecho J.M. Nebreda, asocia a la regulación del régimen especial de generación eléctrica. MUÑOZ, M. S; SERRANO, M.; BACIGALUPO, M. (2009)

En 2011, se transpone la Directiva 2009/28/CE, al ordenamiento jurídico español concretamente en el Real Decreto 1699/2011. El cual determina en las condiciones técnicas a cumplir, el proceso de acceso y conexión de las instalaciones y los procedimientos de medida y facturación. Estas etapas son análogas tanto para las instalaciones de generación conectadas a la red con el fin de la venta de toda la energía eléctrica producida como para aquellas enfocadas al autoconsumo parcial o total de esta energía. Esta norma establece en su disposición adicional segunda el plazo de cuatro meses para la aprobación del Real Decreto que regula el suministro de energía por Balance Neto, a través de la compensación de saldos resultantes de la diferencia entre la energía exportada y la importada a la red,

Recalcando esta idea el Real Decreto-ley 1/2012, por el que se suprimen temporalmente los incentivos a las renovables, matizando en su exposición de motivos la necesidad de un “...*procedimiento para permitir el denominado balance neto de electricidad, cuya regulación está en curso, constituye una alternativa real para el desarrollo de instalaciones de pequeño tamaño a través del fomento del autoconsumo de energía eléctrica.*”<sup>28</sup>

De modo que, a la hora de aplicar el suministro de energía eléctrica por la modalidad de autoconsumo son varias las posibilidades. La primera, despliega el autoconsumo aislado, concebido como aquella modalidad que carece de la posibilidad de verter energía eléctrica a la red. Una segunda, consistiría en el autoconsumo con conexión a la red interior y a la red principal de distribución, esta modalidad es la más interesante. Precisamente por esa posibilidad de intercambiar energía eléctrica con la red principal, utilizando un mecanismo llamado suministro de energía eléctrica por Balance Neto. A través de estos intercambios se fomenta la producción individual de energía, ya que este modelo está enfocado a cubrir la curva de demanda de energía eléctrica.

Así, la evolución de marco regulatorio del autoconsumo en España, impulsado por el cumplimiento de objetivos comunitarios y la transposición de directivas europeas. Ha permitido el fomento de la diversificación energética, a través de instalaciones de pequeña potencia destinadas a la generación de energía eléctrica, bien para

---

<sup>28</sup> Recogidas en el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.



autoconsumo total o parcial. Estos cambios normativos sobre el autoconsumo enlazan este sistema de generación de energía eléctrica con la opción de conexión a la red interior y la distribución, posibilitando la mejora del intercambio de energía eléctrica con la red principal. Convergiendo hacia el suministro de energía eléctrica por Balance Neto, concurriendo en que este proceso de generación de energía eléctrica destinada al autoconsumo permanezca fuera del régimen central de producción de energía eléctrica. El marco normativo europeo sigue protocolos comunes, para incentivar las energías renovables y disminuir el impacto de la generación eléctrica sobre el medioambiente. El cumplimiento de los objetivos de eficiencia energética, diversificación de fuentes de generación y creación de programas energéticos, están siendo aplicados en varios países de la U.E, como Alemania, Francia, Italia, Reino Unido, etc. Así como modelos similares en el resto del mundo, destacando entre ellos por su éxito y experiencia el estado de California. Cada país posee una serie de características regulatorias y económicas, que los distingue del resto. No obstante utilizan una serie de prácticas comunes a la hora de instaurar esta modalidad de autoconsumo de energía eléctrica y adaptarlo a las características propias cada sector eléctrico.

## **5. Estado del arte del autoconsumo por Balance Neto.**

La U.E promueve el uso de energías renovables, posibilitando la llegada de la generación distributiva e instaurando la diversificación a través de un mix energético. Cabe destacar la política energética desarrollada a partir de 2007 recogida en el documento Una Política Energética para Europa. Continuando con la Estrategia Europa 2020. Así como con las Directiva 28/2009 y 72/2009, que promueven el uso de pequeñas instalación de generación eléctrica y el mercado interior comunitario. Enfatizando en la idea de la generación eléctricas sostenible y garantizando el suministro de energía eléctrica, a través de nuevas formas de autoconsumo como el Balance Neto. Este nuevo modelo se adecua al cumplimiento de los objetivos macros para 2020, como disminuir las emisiones de CO2 un 10% y que el 20% de la energía generado provenga de fuentes renovables. Cada país de la U.E ha seguido un procedimientos específicos a la hora de adaptar las exigencias derivadas de las directivas europeas “*sin que sea posible realizar excesivas generalizaciones*”<sup>29</sup>, entre ellos. Ya que muchos países han optado por una transposición formal en vez de material

---

<sup>29</sup> Recogido en el Manual de Derecho de la Regulación dirigido por MUÑOZ, M. S; SERRANO, M.; BACIGALUPO, M. (2009).

del derechos derivado. Es preciso realizar un estado del arte de la aplicación del suministro de energía electiva por Balance Neto en las principales potencias energéticas europeas. Así como en el estado de California, ya que fue pionero en la implantación de este modelo y sus prácticas regulatorias han conseguido un gran auge y éxito de la generación de energía eléctrica por fuentes renovables.

## 5.1. Alemania.

En Alemania la regulación económica de las energías renovables, tiene como fecha de impulso 1991 con la *Stromeinspeisungsgesetz*, que incentiva la generación de energía eléctrica procedente de fuentes renovables. Este marco regulatorio se ha ido ampliando con la publicación de los programa de fomento de las energías renovables denominado *Erneubarer Energien Gebetz*<sup>30</sup>. El cual produjo un gran incentivo al desarrollo las energías renovables y la generación distribuida de energía eléctrica procedente de fuentes renovables. Este proceso continuo con la publicación de la Directiva 2009/28/CE, la cual se transpuso al ordenamiento jurídico nacional a través de la *Europarechtsan passungsgesetz Erneuerbare Energien*, abriendo las puertas hacia el modelo de autoconsumo por Balance Neto. El cual quedo instaurado con la EEG 2012, viabilizando desde el día 1 de enero de 2012 la posibilidad del suministro de energía eléctrica por la modalidad de Balance Neto.

Alemania instaura un modelo de Balance Neto mixto, caracterizado por una fuerte remuneración tanto a la energía eléctrica generada por la instalación y vertida a la red, así como la energía autoconsumida por el usuario de forma instantánea. Las tecnologías renovables que se podrán acoger esta modalidad se reservan a la solar fotovoltaica, en virtud de las ventajas que a priori pueden ser gestionables. Este modelo posibilita la conexión da una misma instalación por parte de varios usuarios, esta conexión no puede ser virtual como el caso del modelo de California<sup>31</sup>, sino que ha de ser conexiones directas. Las cuales deberán ser realizadas por la compañía operadora de

---

<sup>30</sup> El marco normativo de la energía renovables, está regulado por los sucesivos programas de energía renovables, los promulgados hasta la fecha han sido: *Stromeinspeisungsgesetz* (1991), *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (2000), *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (2004), *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (2009), *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (2012), *Photovoltaik-Novelle* (Juni 2012), *Geplante Reform* (2013) y *Netzentwicklungsplan Strom* (2013).

<sup>31</sup> El *Virtual Metering Options*, es una especie de modalidad compartida en cuanto al tránsito de los derechos excedentarios. No necesitara conexión física por parte de los agentes que se acojan a esta modalidad, la conexión será virtual, De modo que la energía eléctrica generada por una instalación podrá generar créditos de energía diferida para el resto de residentes, dentro de un mismo complejo residencial

la red eléctrica principal. Podrán hacer frente a esta modalidad el propietario de la cuenta de Balance Neto o un tercero que no sea propietario de la instalación, pero se quiera beneficiar de sus privilegios. Mediante la redacción y presentación de una solicitud a la compañía operadora, la cual en el plazo de un mes se encargara de la correspondiente disposición y adaptación de la instalación de generación solar fotovoltaica al modelo de Balance Neto. Pudiéndose acoger a este modelo diversas modalidades de consumidores, tanto residenciales como comerciales.

El tamaño máximo de potencia de las instalaciones que se deseen acoger a este sistema es de 500 kWh, esta limitación se consigna en dos preceptos. El primero consiste en incentivar el autoconsumo, ya que la tarifa por autoconsumo será más elevada si se supera el 30% de autoconsumo instantáneo. El segundo es la necesidad de unir este tipo de instalaciones a la cubierta de un edificio, de modo que se considera al tamaño apropiada en relación al metro cuadrado de los consumidores de la modalidad comercial. Dentro de este límite podemos encontrar tres tipos de modalidades, las instalaciones menores de 30 kWh, las cuales entre otras ventajas se encuentran ausentes de permisos y licencia de instalaciones, facilitando los trámites administrativos. La siguiente clasificación recoge aquellas instalaciones entre 30 kWh y 100 kWh y la tercera está orientada a la modalidad comercial con instalaciones limitadas a 500kWh. Aunque se prevé que las próximas regulaciones del Ministerio Federal de Economía y Tecnología aumenten la potencia máxima de las instalaciones, superando el tope de 500 kWh.

En cuanto a las tarifas de incentivos, podemos encontrar dos, la primera la *Tarifa Feed in Premium* para Autoconsumo, que primara en mayor medida el consumo instantáneo mayor al 30% de la energía eléctrica generada por la instalación. Este incentivo varía en función de la modalidad de potencia instalada, así como se describe en el estudio realiza por Sunedison<sup>32</sup> y reflejada en la siguiente figura.

---

<sup>32</sup> Para una información más precisa de las energías renovables en Europa consultar en SUNEDISON (2011).

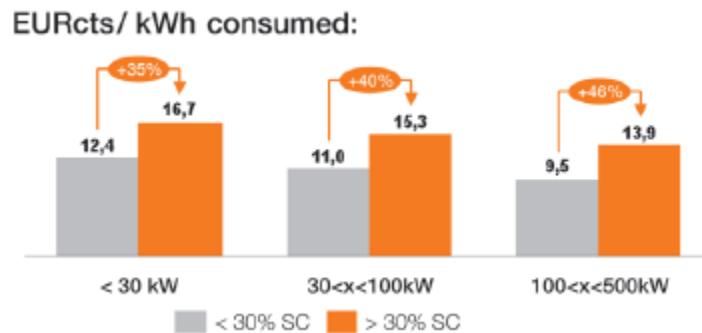


Figura 14. Sistema de Tarifas con incentivos en Alemania. Fuente: Sunedison

Así para instalación de hasta 30 kWh de energía generada las tarifas podrán variar en función el consumo, si el consumo es inferior al 30% de la instalación, reflejado en la columna gris. La tarifa que abona como incentivo será de 0.124 c€/kWh, pero si el consumo es superior a los estándares marcados del 30%, esta tarifa aumenta en una proporción del 36%, llegando a situarse en 0.167 c€/kWh, como se muestra en la pilastra naranja. Esta progresión se observa en el resto de instalaciones tanto en las de entre 30 kWh y 100 kWh, como en las de 100 kWh y 500 kWh. Cuando mayor sea la cantidad de energía autoconsumida por el usuario, siempre que supere el 30% establecido, la retribución reflejada en la tarifa que supere dicha cifra será mayor. Creando un mayor incentivo al autoconsumo por parte de los consumidores, aumentando el promedio de sus tarifas en alrededor de un 40%. Lo que genera un menor plazo en la recuperación de la inversión realizada en la instalación.

Junto a este incentivo existe la tarifa por la energía exportada a la red principal, la llamada *Fedd in Tarif*, el incentivo es mayor que el apartado por la tarifa para la energía autoconsumida. Los consumidores que se acojan a este modelo tendrán unos incentivos garantizados durante un plazo de 20 años, para las instalaciones anteriores a febrero de 2012.

El siguiente cuadro, muestra los diferentes prototipos de modalidades de potencia de instalación, así como los dos ejemplos de tarifas tanto la de autoconsumo y la energía vertido, además del incentivo que genera superar el 30% de la energía autoconsumida.

Self-Consumption Premium and Electricity			
Self Consumption	<30 kW	30 kWp - 100 kW	100 kW - 500 kW
<b>Support</b>			
> 30 % of production	.1830	0.1690	0.1543
≤30 % of production	.1449	0.1308	0.1161
<b>Equivalent Economic Advantage</b>			
> 30 % of production	(FIT+0.080)	(FIT+0.080)	(FIT+0.080)
≤30 % of production	(FIT+0.036)	(FIT+0.036)	(FIT+0.036)

Figura 15: Modalidades de conexión y tarifas eléctricas en Alemania Fuente: Sunpower.

El incentivo total será la suma de la *Feed in Tarif*, que representa la energía que se vierta a la red y la *Tariffa Feed in Premiun* por el autoconsumo. Con un matiz como se muestra en el segundo recuadro, si se destina más del 30% al autoconsumo la FIT concurrirá en 0,08 c€, retribuyendo una cuantía mayor que si la cantidad destinada es menor al 30%, con un FIT de 0,036 c€.

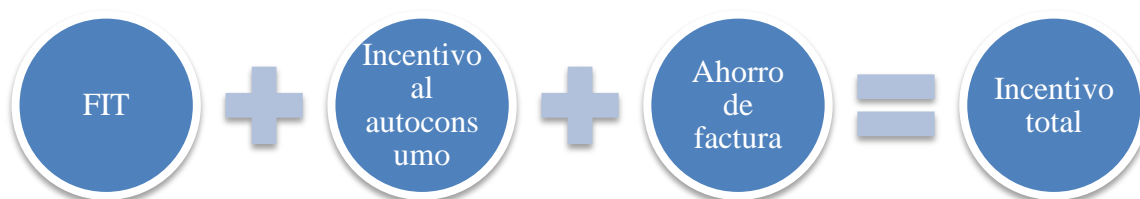


Figura 16: Incentivo total para el sistema de Balance Neto en Alemania. Fuente: Elaboración propia.

Para las instalaciones posteriores al 13 de febrero de 2012, esta sistema se modificada, de modo que del total de la energía eléctrica generada solo se podrán verter a la red el 80%, en la supuesto que se superar este porcentaje no se recibirá una prima por la cantidad que haya superado este máximo. Esa limitación propicia que se deba consumir el 20% de la energía generado por las instalaciones, incentivando la construcción de instalaciones destinadas al autoconsumo de energía eléctrica, tanto en modalidad residencial como comercial. Indiferentemente de si la conexión a la instalación es individual o compartida.

Con el sistema de tarifas se otorga seguridad hacia el consumidor, al no depender de contratos por derechos de energía diferidos con el operador del sistema eléctrico. Así se evita la negociación por parte del productor y el consumidor de la energía eléctrica excedentaria y que haya superado el periodo máximo de vigencia

reflejado en la facturación. Para compatibilizar la energía tanto generado, como autoconsumida y suministrada por la red principal, son precisos dos medidores, uno que mida la electricidad suministrada por la red principal y otro que se encargue de la energía inyectada a la red. En virtud de esta diferencia se compatibilizará la curva de demanda de energía con la de consumo, calculando la factura que acreditará al consumidor.

El análisis de este modelo según un estudio del IÖW, determina los efectos beneficiosos<sup>33</sup> que ha tenido Alemania con la instauración de la modalidad de suministro de energía eléctrica por Balance Neto. Produciendo una reducción de la carga de la red principal en la pérdida de energía eléctrica en el periodo del medio día, facilitando el tránsito de energía, aumentando la brecha de precios entre la energía autoconsumida y la suministrada por la red, lo cual hace que las instalaciones solares fotovoltaicas sean rentables. Augurando un aumento del autoconsumo sostenible, lo que liberará la red principal de posibles sobrecargas y disminuirá la dependencia de los consumidores del suministro de energía eléctrica por parte de las compañías operadoras. Además, reduce las emisiones de CO2 derivadas del proceso de generación eléctrica, fortalece la competencia de las energías renovables y restringe la influencia de los oligopolios del sector privado.

## 5.2. Francia

El suministro de energía eléctrica por Balance Neto, no está regulado completamente en Francia. El marco normativo jurídico Galo no ha transpuesto a su ordenamiento interno la Directiva 2009/28/CE. No obstante existe una especie de modelo de autoconsumo legalmente permitido, establecido en el *Code de l'énergie* concretamente en la *Ordonnance n°2011-504 du 9 mai*. Donde en su artículo L314<sup>34</sup>, se permite que la energía generada por una instalación solar fotovoltaica y no consumida instantáneamente, sea inyectada a la red principal. Al igual que cuando la energía eléctrica producida no sea suficiente para cubrir la curva de demanda del consumidor podrán comprar energía eléctrica a la red principal. Este modelo está sustentado por la

---

<sup>33</sup> Para más información sobre los efectos favorable del Balance Neto consultar. Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt.

<sup>34</sup> El artículo L 314-1 establece la obligación de “...proporcionar...a los productores interesados que lo soliciten, un contrato para la compra de la electricidad generada...” Según establece la Ordonnance n°2011-504 du 9 mai 2011 , en su artículo (V).

compañía *Electricite de France*<sup>35</sup>, la cual lo cataloga de Balance Neto mixto, ya que la energía es retribuida económicamente y no se crean derechos de energía diferidos, para saldar en periodos de menor generación eléctrica reflejado en las facturas. Así se establece un sistema de primas que ofrece un contrato entre la compañía operadora de la red principal y el usuario. El cual garantiza la compra de la energía eléctrica generada en la instalación durante un periodo de 15 o 20 años<sup>36</sup>, al precio fijado por el gobierno francés y dependiendo del tipos de contrato y tecnología. Estos contratos reciben el nombre de *d'obligation d'achat* y establecen la obligatoriedad por parte de EDF de comprar la energía eléctrica que generen las instalaciones. Siempre que cumplan una serie de condiciones generales y de condiciones particulares, este sistema de tarifas actúa como incentivo a la diversificación de las energías renovables.

En este marco regulatorio un usuario podrá emplazar instalaciones de generación de energía eléctrica dedicadas al autoconsumo o la exportación neta de la energía generada. En el caso de que su generación sea inferior al consumo, la diferencia tendrá que ser suministrada por el operador de la red principal. Si se realiza un control tanto de la producción como del consumo, se convertirá un consumidor autónomo, ya que conseguirá equiparar su curva de producción con la de demanda y no precisara ni la inyección de energía da la red ni la importación de esta. En el supuesto que la producción sea mayor independientemente del consumo, se inyectara el excedente de energía eléctrica a través de la compañía EDF.

El modelo instaurado en Francia no permite la conexión de varios usuarios al sistema, ya que está orientado a cubrir la curva de demanda del consumidor, permitiendo únicamente la conexión individual y facilitando los procesos administrativos y económicos en instalaciones menores de 3 kWh, con fuertes deducciones fiscales y procesos técnicos simplificados.

Las tarifas están orientadas hacia el impulso de los pequeños instalaciones dedicadas al autoconsumo, incentivando diversos tipos de tarifas según consumidores,

---

<sup>35</sup> La compañía *Electricite de France* es la principal empresa de generación y distribución de electricidad, paso de ser un monopolio natural a convertir en una sociedad anónima a partir de 2005. Para una información más exhaustiva de las actividades y las concesiones de esta compañía, analizar el *Contrat de Service Public entre L'Etat et EDF*.

<sup>36</sup> Las tarifas oscilan entre un periodo de 15 o 20 años dependiendo del tipo de tecnología y del modelo del contrato, de modo que según estas características el precio de las tarifas variara. Con el propósito de matizar esta cuestión y conocer los tipos de tarifas es preciso consular en EDF.

con una progresión a la baja, según aumenta la potencia instalada. De modo que las FIT<sup>37</sup> varían en función de los segmentos de consumidores, el tipo de instalación y la potencia de la instalación. Así podemos encontrar instalaciones dedicadas al uso residencial, en las cuales el kWh generado se paga entre 0,2883 a 0,46 c€ / kWh, dependiendo del tipos de instalaciones y la categoría de residentes. Instalaciones dentro de la categoría de uso para educación con un precio de entre 0,2883 a 0,406 c€ / kWh e instalaciones destinadas a otros usos con unos precios oscilantes de 0,2883 a 0,352 c€ / kWh.

El límite de potencia para instalaciones solares fotovoltaicas se encuentra establecido en 100 kWh, debido a que las tarifas fijadas por 20 años hacen más atractivo la exportación a la red que el propio autoconsumo. De modo que esta limitación de potencia en las instalaciones y los sistemas de tarifas en detrimento de las instalaciones mayores, condiciona la creación de grandes instalaciones de uso residencial o comercial orientadas únicamente a la generación de energía eléctrica para inyectar a la red. Existe la posibilidad de la construcción de instalaciones con una potencia entre 100 y 250 kWh y mayores de 250 kWh, estas instalaciones salen a subastas públicas como establece el artículo L311-10<sup>38</sup> del Código de la energía. Estas instalaciones serán orientadas exclusivamente a la generación de energía eléctrica para fomentar la energía eléctrica sostenible y verde. Dando respuesta a la demanda de este tipo de energía eléctrica por parte de la población, a través de tarifas verdes y el cumplimiento de objetivos europeos sobre diversificaciones y cuota de generación de energía eléctrica procedente de fuentes renovables.

En las siguientes tablas se pueden observar de forma más detallada esta descompensación, producida por las tarifas, lo cual hace más rentable la exportación neta que el modelo de Balance Neto. Así se refleja en el supuesto de una instalación solar fotovoltaica, con la misma potencia instalada y acogida en la primera tabla al suministro de energía eléctrica por Balance Neto y en la segunda a la exportación total de la energía generada.

---

<sup>37</sup> Para una información más detallada consultar las tablas de la tendencia sobre el precio de la electricidad en las principales potencias de Europa, dependencia si el uso es residencial o comercial. Recogidas por el MINETUR., donde se analizan a los países estudiados.

<sup>38</sup> “...cualquier persona que utilice o desee construir y operar una unidad de producción, que se encuentra en el territorio...” según establece la Ordonnance n°2011-504 du 9 mai 2011 - art. (V) .article L311-10.



<b>Sistema de Balance Neto mixto</b>	<b>Resultados</b>
Generación anual (kWh)	5.000 kWh
Autoconsumo anual (kWh)	3.300 kWh
Precio de la electricidad residencial simplificada edificio integración 0-36 <sup>39</sup> (kWh)	0,1934 c€
Tarifa 2013 BIPV	0.58 c€
Ingreso	986 €
Ahorro	638,22 €
Ganancia neta	1.624,22 €

Tabla 1: Instalación acogida al sistema de Balance Neto en Francia. Fuente: Elaboración propia.

<b>Exportación neta de la energía eléctrica a la red</b>	<b>Resultados</b>
Generación anual (kWh)	5.000 kWh
Autoconsumo anual (kWh)	3.300 kWh
Precio de la electricidad residencial BIPV 0-9 potencia (kWh)	0,1934 c€
Tarifa 2013 BIPV	0.58 c€
Ingreso	2.900 €
Ahorro	-638,22 €
Ganancia neta	2.261,78 €

Tabla 2: Instalación acogida al modelo de exportación neta en Francia. Fuente: Elaboración propia

Con un modelo de Balance Neto mixto y con las tarifas fijadas para los próximos 20 años, la instalación produce anualmente 5.000 kWh de los cuales 3.300, son destinados al propio consumo. Pero como la instalación es muy grande para la curva de consumo del usuario, exporta a la red la diferencia 1.700 kWh. El consumidor recibe la diferencia entre la generación y el autoconsumo, el cual será multiplicado por la FIT. Mientras que el ahorro será la diferencia de multiplicar la energía que se consume por el precio de uso residencial de esta. Con este modelo el usuario obtiene una ganancia de 1.624,22 € anualmente. La opción de la exportación total de la energía generada, resulta

<sup>39</sup> El precio de la electricidad varía según la potencia y la clasificación de la instalación, para más información sobre tarifas teniendo en cuenta las diversas tipologías. Consultar. TARIFS DE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ.

más rentable, los 5.000 kWh anuales serán retribuidos al precio de la FIT. Mientras que la energía que precisa será suministrada por la red principal a precio de uso residencial. De modo que la exportación neta de la generación reporta unos beneficios anuales de 2.900 €. De los cuales hay que descontar la energía suministrada por la red. Calculada a precio de uso residencial simplificada edificio integración 0-9, la cuantía de -638,22 €, reportando una ganancia neta de 2.261,78 € anualmente. Con las tarifas fijadas para los próximos 20 años es más atractivo la exportación neta de la energía generada que un sistema de suministro de energía eléctrica por Balance Neto mixto.



Figura 17: Sistemas de incentivos al Balance Neto en Francia. Fuente: Elaboración propia.

### 5.3. Italia

La regulación económica del autoconsumo de energía eléctrica en Italia, está marcada por la aplicación de los programas de estimulación de las energías renovables, los llamados *Conto Energia*. Los cuales no están exentos de incertidumbre regulatoria<sup>40</sup>, proporciona por una progresiva modificación de tarifas, creación y suspensión de incentivos, lo que disminuye los ingresos de los inversores y crea inseguridad jurídica

El país transalpino, actuó con celeridad al trasponer la Directiva 2009/28/CE, en su Real Decreto 3 de marzo de 2011, dando cabida a la modalidad de Balance Neto en el suministro de energía eléctrica por medio de tecnología solar fotovoltaica. Este hecho se vio reflejado con la aprobación del *IV Conto Energia*, el 5 de mayo, que entro en vigor a partir del 31 de mayo de 2011, convirtiendo el Balance Neto en un hecho. Antes de la aplicación de esta nuevo programa de estímulo de las energías renovables, cabe matizar que el suministro de energía eléctrica entre consumidores acogidos al autoconsumo y generadores, pasó de ser un contrato entre el cliente y producto, a ser regulado con el ARG/alt74/08, establecido la figura del *Gestore dei Servizi Energetici*.

<sup>40</sup> Desde el 2005 se han aplicado cinco nuevos programas de estimulación de las energías renovables, para adaptarse tanto a las directivas europeas como a los cambios regulatorio Europeos. Primo Conto Energia: DM 28/07/2005 y 06/02/2006, Nuovo Conto Energia: DM 19/02/2007, Terzo Conto Energia: DM 06/08/2010, Quarto Conto Energia: DM 05/05/2011 y Quinto Conto Energia: DM 05/07/2012 Quinto Conto Energia.

Lo cual otorga gran seguridad a los consumidores y disminuye su incertidumbre frente a la gran dependencia de las compañías. Este hecho sirve de antesala para el desarrollo del suministro de energía eléctrica por Balance Neto.

El modelo instaurado en Italia, se aferra a las directrices marcadas por las cuales se establecen las cualidades de este sistema y reflejadas en el *IV Conto Energia*, que entro en vigor a partir del 31 de mayo de 2011, definido con el nombre de *Scambio sul Posto*. Aunque han sido recientemente modificadas por el *V Conto Energia*<sup>41</sup> que entro en vigor el 27 de agosto de 2012, introduciendo la modalidad del *Ritiro Dedicato*.

El modelo de *Scambio sul Posto*, instaurado en Italia, es un modelo mixto, el cual permite que la energía eléctrica vertida a la red, sea consumida por el usuario en un periodo posterior. Para compensar estos saldos de energía intercambiada crean una fórmula que residía en una combinación entre la compensación económica, tanto de los componentes de la energía como de los cuota de servicios. A través de la siguiente fórmula<sup>42</sup>

$$SSP\text{€} = \min(D, I) + CUs \text{ (c€ / KWh * Es)}$$

$$\text{Crédito} = I - D$$

Donde la D representa el mínimo ente el valor neto de la energía eléctrica suministrada por la red principal, tras ser restada el coste referido al transporte y la distribución. Por su parte el término I, corresponde a la energía eléctrica vertida a la red por el usuario. Sendos términos forman la cuota de energía, la cual es sumada por la cuota de servicios. Formada por el resultado de multiplicar el coste variable unitario del transporte y la distribución por la cantidad de energía intercambiada. De este modo se establece un crédito de energía diferida a consumir, siempre que la energía inyectada I, sea mayor que el valor de la energía suministrada D.

---

<sup>41</sup> Para un análisis más detallado del nuevo sistema de incentivos, es preciso consultar el trabajo realizado por la Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Milán. Sobre los incentivos para el sector fotovoltaico en Italia.

<sup>42</sup> Para un estudio más detallado, consultar los diversos ejemplos prácticos y escenarios aplicables, recogidos en la página oficial del GSE.

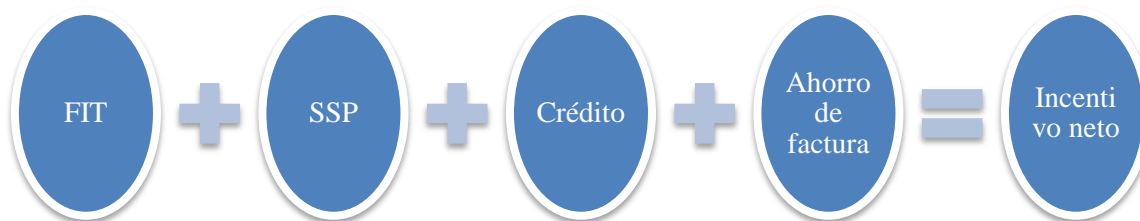


Figura 18: Incentivo a la modalidad de Balance Neto en Italia, modelo *Scambio sul Posto*. Fuente: Elaboración propia.

Este sistema se ha modificado, tras la aplicación del *V Conto Energia*, que posee carácter retroactivo, para las instalaciones acogidas en modalidad comercial y las residenciales construidas a partir de mayo de 2013 recogido en la resolución 20 de diciembre de 2012 570/2012/R/efr. Esta nueva regulación está enfocada hacia la simplificación de los objetivos y el uso de los derechos diferidos, para ello instaura un modelo basado en incentivos. Estas nuevas modificaciones proporcionan incentivos recogidos en dos tipos de tasas, instauradas en el *V Conto Energia*. La primera se refiere a la cantidad de energía eléctrica inyecta a la red, incluyendo un sistema de primas, en relación a la tarifa correspondiente, la llamada tarifa *omnicomprensiva*. Mientras que la segunda establece, la tasa de la prima sobre la cantidad de energía eléctrica consumida instantáneamente, llamada tarifa *premio*, sobre la energía consumida en el lugar. Así este mecanismo incorpora tanto los incentivos, como la remuneración de la energía inyecta a la red eléctrica principal, introduciendo el intercambio en el acto. Esta remuneración economía o nuevo sistema de primas, será de 0.18c€ por cada kWh que se vierte a la red y 0.11c€<sup>43</sup> kWh, para toda la energía que se consume de forma instantánea.

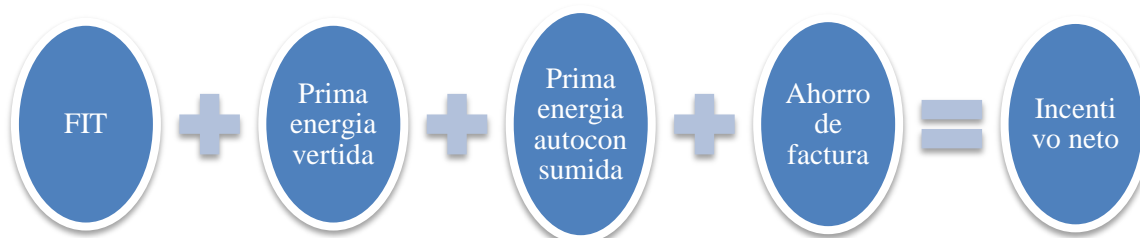


Figura 19: Incentivo a la modalidad de Balance Neto en Italia, modelo *Ritiro Dedicato*. Fuente: Elaboración propia.

<sup>43</sup> Estos datos son aportados por un estudio realizado por Genova-guide sobre las instalaciones fotovoltaicas en Italia y la influencia del nuevo sistema de *Scambio sul Posto*.

El modelo se aplica de forma individual, no combinando la posibilidad de la conexión por parte de varios usuarios al sistema de *Scambio sul Posto*. Esta contingencia se solventa a partir del febrero de 2013, posibilitando el traspaso de la titularidad individual hacia la titularidad compartida en el caso concreto de los consumidores acogidos a la modalidad catalogados como residenciales. Este proceso se recoge en el *Manuale Utente per la richiesta di trasferimento di titolarità*, desarrollando los procedimientos administrativos, técnicos para realizar estos trámites, así como una guía orientativa para realizar dichas gestiones desde la página web del GSE. Estas modalidades compartidas, permiten aprovechar la energía eléctrica vertida a la red principal de forma más eficiente, disminuyendo las pérdidas de transporte. Así como la posibilidad de mayor inversión para las instalaciones, ya que los gastos de inversión son soportados por un mayor número de usuario. Relacionando con la idea de que cuanto mayor sea la potencia de la instalación antes se recuperara el capital invertido. Se prevé que esta propiedad compartida, sea aplicada en un futuro a la modalidad catalogada como comercial, posibilitando crear economías de escala entre las empresas que se acojan a este sistema. De lo anterior se puede deducir que no existe una única modalidad de usuarios de *Scambio sul Posto*, sino dos tipos de categorías los residentes y los comerciales, cada cual acogido a unas singulares tipologías y procesos como se desarrolla en la regulación aplicada por el *IV y V Conto Energia*.

No todas las instalaciones se podrán acoger a esta fórmula, solo aquellas que se encuentren entre unos estándares. Así se establece la siguiente clasificación, las instalaciones con una potencia mayor a 20 kWh y aquellas que se encuentre entre los 20 kWh y los 200 kWh. Esta limitación está enfocada a otorgar ciertas ventajas administrativas hacia las instalaciones de una potencia nominal hasta 20 kWh, facilitando los trámites administrativos, aplicando una tarifa regulada inferior y otorgando ciertas ventajas fiscales. La limitación de la potencia de la instalación está definida a cubrir la demanda de energía por parte de los usuarios, es decir que su curva de producción y la curva de demanda sean iguales. Evitando la generación progresiva de energía eléctrica vertida a la red de forma excesiva, con el propósito de impedir pérdidas en la calidad de suministro de la red, al no poder hacer frente a tal magnitud. La limitación es considerada un lastre ante la posibilidad del *Scambio sul Posto* compartido, es probable que la nueva regulación se enfoque hacia la liberalización de

esta limitación o un aumento de la potencia de las instalaciones situándolas cerca de la generación de MWh.

Las instalaciones del sistema de *Scambio sul Posto*, serán realizadas por la empresa distribuidora en conformidad con los criterios establecidos para garantizar la seguridad tanto de la instalación de autoconsumo como del suministro de la red principal. La GSE, determina un precio máximo, que las empresas instaladoras no podrán superar a la hora de realizar la puesta en marcha de los sistemas como sus respectivas conexiones con la red principal. Utilizando un sistema de medición formado por dos tipos de medidores, como se muestra en la figura número 20. Uno bidireccional, representado por el 1, para compatibilizar los saldos de energía diferida a la red y la energía suministrada por esta. Así, como otro unidireccional, simbolizado por el 2, que calcula la cantidad de energía generada por la instalación, utilizado para calcular la cantidad pagada por el GSE como incentivo<sup>44</sup>.

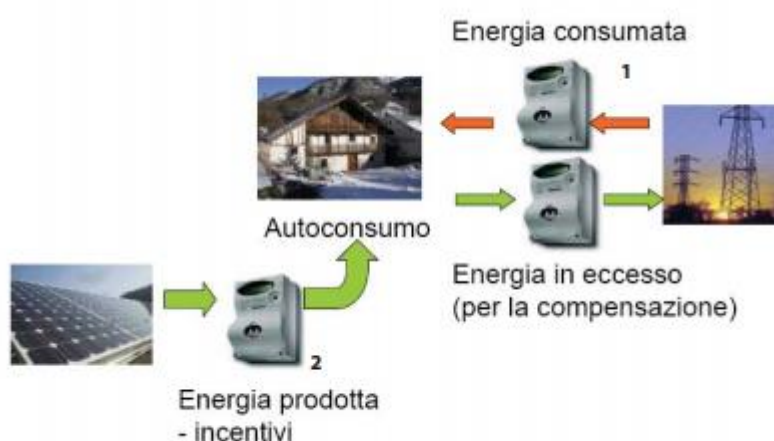


Figura 20: Sistema de medición del suministro de energía eléctrica por balance neto en Italia.  
Fuente: Energethics

Las instalaciones hasta 200 kWh, podrán escoger entre acogerse al modelo de *Scambio sul Posto* o al nuevo marco instaurado por el *Retiro Dedicato*. El antiguo modelo se basa en los derechos de energía diferida que se producen cuando la cantidad de energía eléctrica vertida a la red es mayor que la suministrada por esta. Estos derechos son de carácter ilimitado en el tiempo y se realizara la correspondiente facturación mensual, además de una anual. La cual crea bien un crédito de derechos diferidos, o un abono que deberá depositar el consumir hacia la compañía distribuidora.

<sup>44</sup> Estableciendo los incentivos, calculados a través de ( $x * kWh$  que se produce en la tarifa).

El cálculo de los costes de la energía tanto inyectada como suministrada se hace con peajes con discriminación horaria, relacionados con los periodos valle y pico, en los que se ha realizado la generación y la demanda de energía eléctrica. No existe un valor fijo por cada kWh consumido, se calcula según la discriminación horaria en relación a la cantidad de energía eléctrica inyectada y consumida. Por su parte el nuevo modelo de *Ritiro Dedicato*, establece una facturación trimestral llevada cabo por el operador de la red, dejando a un lado la antigua facturación mensual. Posteriormente a los 12 meses se hace la facturación anual, la cual creara unos derechos de crédito o abono. En el supuesto que lo desee las instalaciones se podrán acoger a un nuevo modelo caracterizado por los subsidios en el acto. Una serie de incentivos establecidos en el *V Conto Energia*, que priman toda la energía inyectada a la red por parte de la instalación o toda la energía autoconsumo. Este programa es retroactivo para algunas modalidades de instalaciones como las comerciales y las construidas a partir de mayo de 2013, el resto siempre que cumplan los pertinentes requisitos podrán solicitar y ampararse a este nuevo modelo.

Las energías renovables, enfatizando la solar fotovoltaica objeto del sistema de Balance Neto en Italia, están acogidas a primas, las cuales hace más rentables la inversión en estas tecnologías de generación eléctrica. Entre ellas destaca, la prima que se otorgado a las instalaciones solares fotovoltaicas, con una subvención del 36% y una progresiva deducción de impuesto. En 2012, esa bonificación se aumentó hasta el 50%, la cual continuara hasta el 1 de julio de 2013, a partir de entonces se revertirá al 36%<sup>45</sup>.

#### **5.4. Reino Unido.**

En el Reino Unido no existe un marco normativo legal para el suministro de energía eléctrica a través de Balance Neto. No se encuentra regulado dentro de su ordenamiento jurídico nacional, con un modelo estable que les otorgue cierta seguridad jurídica a los consumidores sino que existe una serie de tarifas reguladas anualmente para incentivar las energías renovables. Denotando la ausencia de la transposición la Directiva 2009/72/CE, no obstante para potenciar la generación de energía eléctrica

---

<sup>45</sup> Los datos aportados se encuentra en la página web Fotovoltaico 2013, donde se establecen los nuevos supuestos regulatorios.

mediante tecnologías renovables, se crea el *National Renewable Energy Action Plan for United Kingdom*<sup>46</sup>, como encomienda la Directiva 28/2009/CE.

El modelo de Reino Unido se puede catalogar como un modelo de *Net Metering* mixto, aunque carece del marco legal que le otorgaba la transposición de la mencionada directiva. Existe desde el 1 de abril de 2010, la introducción de ciertos incentivos hacia la generación de energía eléctrica por medio de tecnologías como la solar fotovoltaica, instalada sobre cubiertas, la eólica, la micro-hidro y la microgeneración eléctrica. De modo que esta subvención crea un marco normativo que sustenta el plan energético, enfocado a la generación de energía eléctrica por sistema de tarifas por cada kWh generado, la llamada *Generation tariff*. Así como por cada unidad de energía eléctrica exportada a la red principal, con la *Export tariff*. Al igual que las unidades importadas de la red, debido a que la instalación no genera suficiente energía para el consumo, reflejada en la *Import tariff*. Este sistema de FIT produce un incentivo para las instalaciones de generación de energía eléctrica con las tipologías de tecnologías renovables anteriormente citadas.

La *Generation tariff*, retribuirá económicamente por la energía generada en la instalación, estableciendo una tarifa fija durante un periodo de 20 años. Esta tarifa compensará cada kWh generada con un determinado valor económico dependiente del tipo de tecnología renovables escogida y la potencia de la instalación. De este modo se potencia la construcción de instalaciones de baja potencia, ya que la tarifa de generación será menor cuanto mayor sea la potencia a la instalación de producción de energía eléctrica.

La *Export tariff*, incentiva la inyección de energía eléctrica a la red principal, normalmente se exporta aquella energía generada en la instalación y no consumida instantáneamente. Esta tarifa es igual para todo tipo de tecnología, no solo las que se acojan al programa de subvenciones de gobierno, sino para la totalidad. La tarifa de exportación está determinada en un precio de 4,66 p/kWh por cada unidad de energía eléctrica que se inyecta a la red. Calculándose aproximadamente el 50% de lo que se genera, excepto aquellas instalaciones que poseen medidores, que computan la

---

<sup>46</sup>Una información más detallada del programa y la correspondiente transposición de la Directiva 2009/28/CE, se podrá encontrar en: National Renewable Energy Action Plan for the United Kingdom Article 4 of the Renewable Energy Directive 2009/28/EC.



energía generada y la exportada a la red. Esta tarifa varía anualmente y se ajusta cada año en función de la tasa de inflación de acuerdo al IPC.

La *Import Tariff*, es fijada entre el consumidor y el operador de la red principal. Fijando el precio del suministro de la energía eléctrica, cuando la instalación no genere suficiente energía la curva de demanda sea mayor que la curva de generación de energía, de modo que tendrán que comprar energía eléctrica al operador de la red principal.

Para esclarecer esta tipología de tarifas, supongamos una instalación de generación de energía eléctrica con tecnología solar fotovoltaica, sobre cubierta de un edificio, en modalidad residencial. La cual según datos de “*Energy Saving Trust*”<sup>47</sup>, esta incentivada con una *Generation tariff* instalada en el periodo entre abril/mayo 2013, de 15.44p/kWh. Con una FIT<sup>48</sup> de 0,4083p/ kWh para un edificio ya ocupado, con capacidad de instalación menor de 4kWh, unido por sistema de cableado y una tarifa de *Export tariff* fija de 4.66p/KkWh. La *Import Tariff* para este tipo de tecnología es de 0.1544 p/kWh y el sistema de computación no está monitorizado con medidores *Smart Meter*, calculando que se exporta el 50% de la energía eléctrica generada y el otro 50% se importa de la red principal.

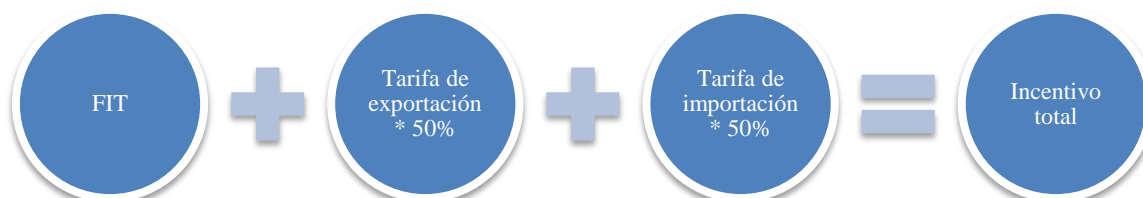


Figura 21: Sistemas de incentivos al Balance Neto en Reino Unido. Fuente: Elaboración propia.

Incentivo total: FIT + Tarifa de exportación\* 50% + Tarifa de importación\* 50%

$$\text{Incentivo total} = 0,4083 + ((0,466 * 50\%) + (0,1544 * 50\%)) =$$

$$0,4083 + (0,233 + 0,0772) =$$

$$0,4083 + 0,1005 = 0,5088 \text{ p/kWh}$$

<sup>47</sup> Los datos sobre la cuantía del sistema de tarifas en Reino Unido, sean sido obtenidas de una serie de estudios de caso realizados por Energy Savings Trust.

<sup>48</sup> Dependiendo de los tipos de tecnología así como de la potencia instalación por el consumidor, se podrán acoger a un tipo de FIT concreta, la siguiente tabla muestra las categorías de FIT, para incentivar la generación de energía eléctrica a través de tecnología solar fotovoltaica. Para una información más detallada del resto de tecnologías que se puedan acoger a estas subvenciones consultar: Tariffs payable per kWh of electricity produced.

Con el sistema de incentivos regulados por tarifas basado en el pago de la energía que se genera, la compra de la electricidad que se inyecta y la compensación de la electricidad cuando no la necesitas. Produce un incentivo total en este supuesto de una instalación solar fotovoltaica, con una potencia inferior a 4 kWh, en la modalidad residencial y sin monitorizar, de 0,5088 p/kWh.

La compatibilidad es importante para determinar la cantidad de exportación de energía eléctrica así como la importación. Sobre todo en el supuesto de instalaciones con capacidad menor a 30kWh, en los casos de no usar contabilizadores se considera que se exporta el 50% de la energía eléctrica generada, así la FIT abonará en base a esta cantidad independientemente de que la exportación neta allí sea mayor. De modo que con un sistema de medición de energía se pagará cada kWh, inyectado a la red incluso si supera el 50% de la energía generada. Reino Unido ha establecido una política encaminada hacia este propósito así durante el plazo de 2015-2019 se reemplazarán los antiguos medidores de exportación por sistemas *Smart Meter*, en más de 30 millones<sup>49</sup> de hogares, a un coste de £11.7bn. Los beneficios de este sistema son notorios, al poder conocer instantáneamente cuál es la curva de generación en periodos valles y picos, adaptándola progresivamente a la curva de demanda.

Existen ciertas facilidades administrativas para las conexiones de instalación con un tamaño inferior a 3.68kWh. Así el plazo de conexión será menor que el ordinario, meramente consistirá en un informe hacia el DNO dentro del plazo de 28 días tras la puesta en marcha de la conexión y si cumple los requisitos adecuados, empezará a compatibilizar y ser subsidiario del programa de tarifas.

Pero si la instalación es mayor a 3.64 kWh, será preciso un estudio sobre la capacidad de la red local eléctrica y su sostenibilidad ante la entrada de mayor cantidad de energía eléctrica. Este proceso durará el plazo de 45 días y si la red local no puede soportar la potencia extra de la nueva instalación, las reformas serán a cargo del solicitante de la conexión.

La siguiente figura muestra las empresas encargadas en Reino Unido de realizar la conexión hacia la red local y posteriormente garantizar la eficiencia de la red principal, para potenciar la generación distributiva de energía eléctrica.

---

<sup>49</sup> Para una información más detallada y poder verificar los datos cuantitativos consultar el análisis realizado por la BBC, denominado *Smart Meter project is delayed*.



Figura 22: Empresas encargadas de realizar la conexión interior hacia la red principal en Reino Unido.

Fuente: Nationalgrid.

Los beneficios de la generación eléctrica distributiva y del sistema de generación eléctrica a través de fuentes renovables impulsado por el sistema de FIT, se traducen en una reducción de las facturas eléctricas. De este modo parafraseando a Greenpeace, "*termina la era de la electricidad, robo de luz*"<sup>50</sup>, dando paso a la generación distributiva y el fomento de las energías renovables, disminuyendo el impacto medioambiental de la generación eléctrica. Consiguiendo una mayor diversidad de generación y dando respuesta a los objetivos comunitarios de eficiencia energética y reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

## 5.5. California.

El sistema de *Net Metering* en Estados Unidos tiene su origen en 1978. En el estado de California objeto de nuestro análisis, se lleva aplicando este modelo desde 1996. De modo que es considerado referencia a seguir por las nuevas regulaciones económicas encaminadas hacia esta consecuencia. El modelo actual de *Net Metering*, se regula por el programa Federal de *Energy Polity Act*, instaurado en 2005. De los 46 estados que forman Estados Unidos en 43 se aplica este sistema de suministro de energía eléctrica a través de *Net Metering*, con las excepciones de Texas, Idaho y Carolina del Sur. Cada uno de los estados aplica este programa y lo adapta a sus curvas

<sup>50</sup> Una información más analítica se encuentra recogida en el archivo, Solarnet- net metering breakthrough.. EERU (2000).

de demanda y de producción energética, por medio de incentivos y exenciones a los clientes–generadores que se acogen a esta modalidad.

El programa promueve la generación distributiva, en detrimento de la generación centralizada, convirtiendo a California en un instigador nato de las instalaciones renovables de pequeña potencia, el mix energético y la generación sostenible medioambientalmente. Se podrán acoger a esta modalidad todas las fuentes de producción energética que utilicen tecnologías generación de energías renovables acogida en el *Renewables Portfolio Standard*<sup>51</sup>, destacando las grandes beneficios para instalaciones solares fotovoltaicas y eólicas al no precisar de fuente de almacenamiento.

Los estándares en cuanto a los incentivos fueron fijados 11 de octubre de 2009, por el gobernador A. Schwarzenegger, con la entrada en vigor de la Ley AB 920, que instauro el mecanismo por parte de los servicios públicos de California para compensar aquella energía eléctrica diferida a la red principal y no agotada durante el plazo máximo de 12 meses. Este modelo ha sufrido varias modificaciones dictando la SB-489 en octubre de 2011, que establece los nuevos tipos tecnologías que se podrán acoger a los diferentes tipos de *Net Meterings*.

El modelo de *Net Metering*, implantado en California es un sistema de mixto. Esta característica lo convierte es más atrayente para los usuarios, ya que no solo podrán inyectar la energía generada en exceso a la red principal y demandarla en el instante que la precisen, sino que existirá la posibilidad de remuneración monetaria por los saldos vertidos a la red en exceso y no agotando en la plazo limitado de 12 meses. Además de estos incentivos al autoconsumo, los cuales garantizan unos precios fijos y equiparables con los de mercado, de modo que si se supera una tramo el siguiente se pagara a una cantidad mayor que el primero, lo que estimula el autoconsumo.

Este modelo posibilita la conexión por parte de varios clientes–generadores, creando un *Net Meterings* compartido, siempre que la energía exentaría de esta modalidad no supera ciertos márgenes variables. Esta modalidad proporciona un mayor aprovechamiento de los recursos naturales, al crear instalaciones de mayor tamaño concentrando a grandes empresas que trasladan su ubicación a zonas aptas para una

---

<sup>51</sup> Según determina el Departamento de Energía de Estados Unidos se podrán acoger al modelo de *Net Meterings* las siguientes tecnologías acogidas en el siguiente catalogo publicada a fecha de abril de 2013 y recogida en el *RENEWABLES PORTFOLIO STANDARDELIGIBILITY*.

conexión compartida. Creando estratos industriales sostenibles y no dependientes del suministro eléctrico de la red principal.

La experiencia del sistema de *Net Meterings* en California propicia que existan diversas modalidades de clientes-generadores desde los residenciales, los comerciales, los industriales, los agropecuarios, las instituciones públicas (colegios o universidades), las cuales generan el 36%<sup>52</sup> de la energía producida por *Net Metering*. La figura del cliente-generador, para esta modalidad de suministro de energía a través de *Net Metering*, está exenta del pago de tasa o impuestos adicionales, por la energía que se vierte o la red, como por la que se consume de ella. No obstante, se establece una especie de tributo, el llamado *nobypassable surcharge*, para financiar la investigación por parte del gobierno estatal en materia de desarrollo de nueva tecnologías sostenibles y actividades de eficiencia energética. La utilización de este sistema por el estado es claro indicador de la conciencia sostenible, el fomento de la diversificación energética y la eficiencia del mismo.

La potencia de las instalaciones que se acogen a esta modalidad está limitada a 1MWh, con el límite de no superar el 5% de la demanda pico de la potencia de la instalación. Con la excepción de aquellos sistemas operativos que se introduzcan dentro del programa estatal *Public Utilities Code 2830*, con una potencia de hasta 5MWh. La propiedad de estos sistemas será del operador y estará bajo la supervisión del gobierno o la administración pública correspondiente. Las instalaciones ordinarias con el límite de 1MWh propician un gran número de cuentas de cliente-generador recogidas en el programa de *Net Metering* en California, más de 120.000<sup>53</sup>. Destacando el impulso asociado a las instalaciones de baja potencia en régimen residencial, impulsado por la posibilidad de la titularidad compartida y el límite de potencia instalada. Si existe alguna traba de esta a la restricción de potencia sería proyectado por las grandes empresas que se pueden agrupar en modalidad de compartida para beneficiarse de los sistemas *Net Meterings* y que por sus características esta limitación se queda pequeña. La justificación de la limitación es la orientación de este sistema sostenible a cubrir la curva de demanda de los clientes-generadores con su curva de consumo, reduciendo la

---

<sup>52</sup> Los datos de este análisis se encuentran recogidos en SUNEDISON(2011)

<sup>53</sup> Esta cantidad se encuentran repartidas entre residenciales y no residencial (comerciales, industriales, agropecuarios y públicas).

incertidumbre sobre las fluctuaciones a corto plazo de la energía procedente de la red principal.

La interconexión de las instalaciones se realiza a través de procedimientos simplificados y transparentes especialmente para los clientes-generadores de instalaciones de baja potencia. Existirá facilidades y exenciones de pago para aquellos proyectos de *Net Metering*, en relación a los cargos de interconexión entre la red interior con la red principal. El procediendo no incurre en un precio máximo fijado por el gobierno, existirá una cierta flexibilidad de criterios de competencia entre las empresas distribuidoras. Lo cual puede conllevar a ciertos monopolios en lugares donde solo llegue una empresa para prestar el servicio, estableciendo precios más elevados en decremento de los clientes-generadores que se quieran acoger a las cuentas de *Net Meterings*. Las condiciones técnicas de estos sistemas conllevan además la instalación de *Smart Meteres*, para compatibilidad los saldos de energía exportada a la red e importada de esta. Estos sistemas computan el intercambio de energía en intervalo horario y comunican al instante esta información al cliente-generador. De modo que podrá adaptar su curva de generación y la de consumo, adecuándolas a los periodos valles o pico. Esta información llega a la empresa distribuidoras, la cual la utiliza para realizar la facturación mensual, creando derechos de energía diferidas de cumplimiento en el plazo de 12 meses. Una vez transcurrido un año, se realizará la facturación anual del sistema de *Net Meterinsg*. Dependiendo de la modalidad de este, se creara bien un abono o una retribución económica por los derechos diferidos y no agotados al cliente-generador.

El sistema de *Net Meterings*, incluye tres tipos de modalidades a la hora de retribuir los saldos de la energía eléctrica excedentaria, vertido a la red y no consumidos. Reflejando que la curva de generación del cliente-generador sea mayor que la curva de demanda.

La primera modalidad es el *Net Escess Generation*, el cual realizara la facturación mensual reflejando la energía consumida y la vertida a la red. En el supuesto que la energía suministrada por la red principal sea menor, se crearan unos derechos de energía diferida, los cuales se podrán consumir en los meses consecutivos, hasta llegar al límite de los 12 meses, momento de la factura anual. Los derechos de energía vertida y no consumida que prevalecerán después de los 12 meses serán retribuidos

económicamente a través de una tasa, que tendrá en cuenta el precio promedio de los 12 meses al contado, tomando una cierta discriminación horaria, entre las franjas horarias de las 7 am y las 5 pm. Periodos de mayor generación de energía eléctrica por las instalaciones debido a la irradiación solar en el supuesto de una tecnología solar fotovoltaica.



Fuente 23: Incentivo al autoconsumo por Balance Neto según la tarifas *Net Excess Generation*, en California. Fuente: Elaboración propia.

Los créditos de energía renovable, es otra modalidad, la cual fue introducida por el AB 2466 en 2008. Introduciendo el *Virtual Metering Options*, una especie de modalidad compartida en cuanto al tránsito de los derechos excedentarios. Así cuando el cliente-generador, produzca una mayor cantidad de energía vertida a la red principal que la que demanda, se podrá acoger a esta modalidad de transferencias de créditos. De modo que la energía eléctrica generada por una instalación podrá generar créditos de energía diferida para el resto de residentes, dentro de un mismo complejo residencial. Para acogerse a esta modalidad es preciso estar inscritos en el programa estatal de *Multifamily Affordable Solar Housing*, esta modalidad permite que aquellos derechos diferidos sean distribuidos en las facturas del resto de inquilinos. Para recibir estos créditos no es preciso estar conectado con las fuentes de suministro, adoptando esta energía en una Tarifa de Uso, la misma que retribuirá esta energía excedentaria al cliente-generador. Este sistema proporciona beneficios ecuanímenes a las viviendas multifamiliares, que cumplen los criterios de vivienda residencial y de baja renta, según se establece el *Public Utilities Code 2852*.



Fuente 24: Incentivo al autoconsumo por Balance Neto según la tarifas *Virtual Metering Options*, en California. Fuente: Elaboración propia.

La tercera modalidad *Meter Aggregation*, fue propuesta por la SB 594 pero no entrará en vigor hasta la confirmación por parte de la *California Public Utilities Commission* antes del 30 de diciembre de 2013. Esta modalidad consiste en la transmisión de aquellos derechos de energía diferidos por medio del sistema de cableado que ocupe la instalación, con otras instalaciones contiguas a la misma. Propiciando la construcción de instalación anexionada, para contribuir a este modelo. De modo que la energía excedentaria de una instalación pasa a ser consumida por la otra, a una Tarifa de Uso más barata que la suministrada por la red principal. Esta tarifa será aplicada estableciendo la cuantía de medición de toda la energía que se genera así como la que se consume por el cliente-generator y ubicadas dentro del territorio de servicio de la *Electric Distribution Company*.



Figura 25: Incentivo al autoconsumo por balance neto según la tarifas *Meter Aggregation*, en California. Fuente: Elaboración propia.

En el supuesto que el cliente-generator, no estime ninguno de estas modalidades de retribución por la energía excedentaria, los créditos de energía eléctrica pasaran a ser donados a los servicios público, sin recibir compensación economía alguna. Un estudio realizado por KPMG determina que Estados Unidos y en concreto California cumple una serie de medidas acordadas para garantizar la eficacia y eficiencia de esta modelo. Las llamadas “*best practices*”<sup>54</sup>, como son: promover que cualquier tecnología logren acoger a esta modalidad, no establece un límite en el tipo de consumidores facilitando la

<sup>54</sup> Desarrollado por JIMENEZ, R (2010), para la KPMG en España.



variedad, posibilitar un sistema mixto con clientes-generadores contiguos, simplificar los trámites administrativos de acceso y conexión a la red principal, etc. Todos estos factores contribuyen a aumentar la diversificación energética, favorecer la generación eficiente a través de instalaciones renovables, menguar la dependencia de la generación centralizada, disminuir las pérdidas asociadas al transporte de la energía eléctrica y reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> relativas al proceso de generación.

## **6. Descripción de la normativa del suministro de energía eléctrica por Balance Neto.**

La transposición de la Directiva 28/2009/CE al ordenamiento jurídico nacional sigue en proceso de instauración. El MINETUR procedió con el primer paso al redactar el borrador del Real Decreto que establece las bases legales para el suministro de energía eléctrica por Balance Neto. Esta regulación ha de ser redactada de acuerdo a los principios de proporcionalidad, eficacia, transparencia, seguridad jurídica y participación o responsabilidad. Para adaptar esta transposición de la manera más acorde al contexto nacional, la CNE<sup>55</sup>, realizó un informe sobre la propuesta de suministro de energía eléctrica técnica, administrativa y económica de este tipo de modalidad. El principal objetivo de este informe es dar luz verde al autoconsumo con Balance Neto, así como la recomendación de algunos cambios en preceptos que suscitan inseguridad regulatoria y jurídica. La CNE considera oportuna la modificación de ciertos aspectos regulatorios y la transparencia de preceptos que suscitan dualidad, con el propósito de crear el mejor marco regulatorio posible para el fomento del Balance Neto y la consecución de los objetivos globales y europeos, relativos a la eficiencia energética.

### **6.1. Análisis del borrador del proyecto de Real Decreto por el que se establecen la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con Balance Neto.**

El MINETUR a fecha de 8 de Noviembre de 2011, redactó el borrador del proyecto de Real Decreto para dar cabida al procedimiento de medición del suministro

---

<sup>55</sup> Para una definición, más exhaustiva sobre la CNE, consultar el capítulo 3 del Manual de MUÑOZ, M. S.; SERRANO, M.; BACIGALUPO, M. (2009).

de energía eléctrica mediante el sistema de Balance Neto. Es preciso definir una serie de fases previas instituidas legislativamente en normas de carácter europeo que han propiciado la adaptación del marco normativo del sector eléctrico Español. A raíz de estos cambios legales perpetrados por diversas directivas comunitarias, se ha propiciado a la redacción del borrador del proyecto de Real Decreto por el que se establecen la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con Balance Neto, objeto de discusión.

El impulso y la promoción de instalaciones generación de energía eléctrica de pequeño tamaño, abre el camino hacia la posibilidad de autogeneración distributiva y autoconsumo de energía eléctrica. Recogido en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE, concretamente en su artículo tercero, añadiendo el apartado primero<sup>56</sup>. La presente directiva tiene el objetivo<sup>57</sup> de aumentar la eficiencia de la cogeneración de energía, como se muestra en su artículo cuarto<sup>58</sup>, y la mejora del abastecimiento a través de un marco que permita el ahorro de energía primaria, unido al desarrollo de la demanda de cogeneración de electricidad cimentada en la demanda de calor útil, adecuándose a las condiciones intrínsecas de cada estado miembro de la U.E.

Prosiguiendo esta senda, se aceleran los procedimientos administrativos requeridos para la autorización y conexión a redes de transporte y distribución de energía eléctrica. La simplificación de procedimientos irrumpe con la entrada en vigor

---

<sup>56</sup> Modificación de la Directiva 92/42/CEE, añadiendo lo siguiente: “*las unidades de cogeneración según se definen en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía...*”

<sup>57</sup> El artículo primero establece “ *El objetivo de la presente Directiva es incrementar la eficiencia energética y mejorar la seguridad del abastecimiento mediante la creación de un marco para el fomento y el desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria en el mercado interior de la energía, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales específicas, especialmente en lo que se refiere a las condiciones climáticas y económicas.*”

<sup>58</sup> Los criterios de eficacia en la cogeneración se definen como: “*...los valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor. Dichos valores de referencia de la eficiencia armonizados consistirán en una matriz de valores diferenciados por los factores correspondientes, incluidos el año de construcción y los tipos de combustibles, y deberán basarse en un análisis bien documentado, que tenga en cuenta, entre otras cosas, los datos procedentes de la utilización operativa en condiciones realistas, el intercambio transfronterizo de electricidad, la combinación de combustibles y las condiciones climáticas así como las tecnologías de cogeneración aplicadas en virtud de los principios del anexo III...*”.

de la Directiva 2009/28/CE, asentada sobre las bases de la diversificación y eficiencia energética. Creando el compromiso de cumplimiento de una sucesión de objetivos globales<sup>59</sup>, de carácter obligatorio para el uso de energía producida por fuentes renovables y la adopción de planes en materia de energía renovables, recogido en el artículo cuarto<sup>60</sup>, como en el caso español el PANER 2011-2020. La legislación española transpone estas directivas al derecho nacional, formando el marco legislativo que une los senderos nacionales y europeos propiciando la aprobación del sistema de suministro de energía eléctrica por Balance Neto.

Comenzando con la Ley 54/1997, “*las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, consistentes en su generación, transporte, distribución, servicios de recarga energética, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico*”<sup>61</sup>. 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, creando el marco de referencia para la cogeneración de alta eficiencia y la producción de energía eléctrica procedente de fuentes renovables. Sin olvidar, el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social y el Real Decreto 1699/2011.

---

<sup>59</sup> La AFED, considera como objetivos globales “Los objetivos globales nacionales serán coherentes con un objetivo equivalente a una cuota de un 20% como mínimo de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Comunidad Europea para 2020. Para España el objetivo para el citado año está fijado en el 20%. A fin de alcanzar estos objetivos establecidos los Estados miembros podrán aplicar, entre otras, las siguientes medidas: Sistemas de apoyo Mecanismos de cooperación entre distintos estados miembros y con terceros países para alcanzar sus objetivos globales nacionales. Cada Estado miembro velará por que la cuota de energía procedente de fuentes renovables en todos los tipos de transporte en 2020 sea como mínimo el equivalente al 10% de su consumo final de energía en el transporte.”

<sup>60</sup> En el artículo 4 .1 se establece que “Cada Estado miembro adoptará un plan de acción nacional en materia de energía renovable. Los planes de acción nacionales en materia de energía renovable determinarán los objetivos nacionales de los Estados miembros en relación con las cuotas de energía procedente de fuentes renovables consumidas en el transporte, la electricidad, la producción de calor y frío en 2020, teniendo en cuenta los efectos de otras medidas políticas relativas a la eficiencia energética en el consumo final de energía, así como las medidas adecuadas que deberán adoptarse para alcanzar dichos objetivos globales nacionales...”

<sup>61</sup> Este objetivo se encuentra concretado en el artículo primero de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.

Simplificando los requisitos mediante el procedimiento abreviado recogido en el artículo noveno<sup>62</sup>, para instalaciones de hasta 10 kWn, quedando exentas de avales.

La propuesta del MINETUR se estructura en la exposición de doce artículos, una disposición derogatoria, dos disposiciones finales y un anexo donde se refleja el modelo de contabilidad de los derechos de consumo diferido. El propósito radica en pasar de un sistema de generación de energía eléctrica de carácter centralizado e individual, hacia la generación distributiva. Encaminado a instalaciones de pequeña potencia con un límite de 100 kWn, mediante la utilización de la red como vehículo para transmitir la energía diferida, permitiendo beneficios como la disminución de las pérdidas de energía en el proceso de transporte. Para ello es necesaria la aprobación de un sistema de suministros de energía eléctrica por Balance Neto, que compense los saldos diferidos de energía, de modo que la curva de producción del consumidor se iguale con la curva de demanda.

El Capítulo número uno, está formado por los artículos primero y segundo, estableciendo respectivamente el objeto y el ámbito de aplicación del proyecto de Real Decreto. El principal objeto consiste en determinar las condiciones tanto administrativas, técnicas y económicas para la correcta aplicación del sistema de suministro de energía eléctrica con Balance Neto. El artículo primero continúa con la definición de suministro de energía eléctrica con Balance Neto, *“como el consumo instantáneo o diferido de la energía eléctrica que hubiera sido producida en el interior de la red de un punto de suministro o instalación titularidad de un consumidor y que estuviera destinada al consumo propio”*<sup>63</sup>. El capítulo número uno se complementa con el artículo segundo que establece el ámbito de aplicación del proyecto de Real Decreto, limitando la potencia contrata a una cuantía no superior 100 kWn y condicionada al establecimiento en la red interior de una instalación de generación de energía eléctrica orientada a su consumo.

El Capítulo número dos, hace referencia a los requisitos técnicos necesarios para convertirse en generador de energía eléctrica mediante el sistema de suministro con

---

<sup>62</sup> El procedimiento de conexión abreviado establece una serie de ventajas a las instalaciones de pequeña potencia, 10 kWn: *“Las instalaciones de potencia no superior a 10 kW que pretendan conectarse en un punto de la red de distribución en baja tensión, directamente o a través de la instalación de una red interior, en el que exista un suministro de potencia contratada igual o superior al de la instalación, podrán conectarse en el mismo punto de dicho suministro mediante el procedimiento abreviado previsto en el presente artículo.”*

<sup>63</sup> Recogida en el Capítulo I, artículo 1 del borrador del proyecto de Real Decreto por el que se establecen la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con Balance Neto.

Balance Neto, para ello este capítulo se nutre de los artículo tercero y cuarto. Los requisitos técnicos se encuentran desarrollados en al artículo tercero, reseñando las modalidades de equipos de generación eléctrica recogidos y las condiciones de instalación o conexión de redes de instalación de producción de energía eléctrica de baja potencia, detalladas en el Capítulo III<sup>64</sup> del Real Decreto 1699/2011. El artículo cuarto relaciona la conexión y la forma de medición de la energía exportada en importada de la red, contenido en tres preceptos. El primero se centra en la medición de la facturación de la energía circulada, refiriéndose al protocolo instaurado en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico<sup>65</sup> y el reglamento vigente sobre materia de medida y seguridad y calidad industrial. El segundo se enfoca en la discusión entre la medición de las tarifas o peajes de aplicación a través de dos equipos de medida unidireccionales o mediante uno de características bidireccionales. El tercero matiza la incompatibilidad del sistema de suministro eléctrico con Balance Neto, con las instalaciones acogidas en el régimen especial u ordinario que se encuentren conectadas a la red interior.

El Capítulo número tres, está enfocado a regular las condiciones ordinarios de contratación del servicio de suministro de energía eléctrica con Balance Neto. A través de los artículo cinco, seis, siete y ocho, relativos al proceso de acceso a la conexión, a los contratos de acceso, el contrato de suministro y la calidad del servicio. El artículo quinto instaura en su precepto primero que la conexión para la adopción de consumo de energía eléctrica mediante el sistema de Balance Neto o su correspondiente adaptación a este nuevo modelo, se desarrolla por parte del gestor de la red de distribución de la zona. Los consumidores deben solicitar la conexión o el cambio de punto de conexión de acceso a la red, al gestor de la red de distribución de la correspondiente zona, diferenciando entre un nuevo punto de instalación o suministro y aquellos ya efectivos. Por su parte el precepto segundo evoca al Real Decreto 1699/2011 para establecer la

---

<sup>64</sup> Las condiciones técnicas se encuentran desarrolladas en el Capítulo III, “*artículo 10. Obligaciones del titular de la instalación, artículo 11. Condiciones técnicas de carácter general, artículo 12. Condiciones de conexión., artículo 13. Condiciones específicas para la conexión en redes interiores, artículo 14. Protecciones, artículo 15. Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones. artículo 16. Armónicos y compatibilidad electromagnética y artículo 17. Garantía de seguridad en trabajos de la red de distribución*”. Para conocer el desarrollo legislativo, consultar el Real Decreto 1699/2011.

<sup>65</sup> El objetivo del Real Decreto 1110/2007, consiste en “...*la regulación de las condiciones de funcionamiento del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, de los equipos que lo integran y de sus características, con objeto de garantizar la correcta gestión técnica del sistema eléctrico y la obtención de los datos requeridos para la liquidación de la energía y servicios asociados, así como para el cálculo de la facturación de las tarifas de acceso y suministro...*”

regulación de las conexiones y el acceso a la red, concretamente en el Capítulo segundo<sup>66</sup>, correspondiente a los artículos número cuatro, cinco, seis, siete, ocho y nueve. El artículo sexto desarrolla que el contrato de acceso será de acuerdo a lo establecido en los preceptos anteriormente mencionados del Real Decreto 1699/2011 y de acuerdo con la compañía distribuidora. Mientras que el contrato de suministro recogido en el artículo séptimo se realiza de acuerdo a las condiciones que establezcan el MINETUR, tras la aprobación del proyecto de Real Decreto. Este matiz crea cierta incertidumbre regulatoria ya que no especifica la modalidad de contrato de suministro. Por último el artículo octavo desarrolla la calidad del suministro precisando que las incidencias provocadas mediante el sistema de Balance Neto que afecten al correcto funcionamiento de la red eléctrica, no serán consideradas responsabilidad individual a excepción de las que incurran el artículo 109<sup>67</sup> y 110<sup>68</sup> del Real Decreto 1955/2000, de 1

---

<sup>66</sup> Las condiciones de acceso y conexión de las instalaciones a la red de distribución, se encuentran reguladas en, “artículo 4. Solicitud de punto de acceso y conexión, artículo 5. Determinación de las condiciones técnicas de acceso y la conexión, artículo 6. Determinación de las condiciones económicas de la conexión, artículo 7. Suscripción del contrato técnico de acceso, Artículo 8. Conexión a la red y primera verificación y Artículo 9. Procedimiento de conexión abreviada”.

<sup>67</sup> Artículo 109. “1. La responsabilidad del cumplimiento de los índices de calidad de suministro individual y zonal corresponde a los distribuidores que realizan la venta de energía al consumidor o permiten la entrega de energía mediante el acceso a sus redes, sin perjuicio de la posible repetición, por la parte proporcional del incumplimiento, por la empresa distribuidora contra la empresa titular de las instalaciones de transporte y las instalaciones de distribución. Si existieran discrepancias sobre el sujeto que provocara la deficiencia, la Comisión Nacional de Energía determinará los concretos sujetos del sistema a cuya actuación sean imputables las deficiencias.2. Si la empresa distribuidora acredita que la interrupción imprevista ha sido debida a la actuación de terceros, se podrá proceder, por parte de la Administración competente, a la incoación del correspondiente procedimiento sancionador contra este tercero causante del incidente”.

<sup>68</sup> Artículo 110”1. Los consumidores y usuarios de la red deberán adoptar las medidas necesarias para que las perturbaciones emitidas por sus instalaciones receptoras estén dentro de los límites establecidos de acuerdo con lo previsto en el apartado 3 del artículo 104 del presente Real Decreto. La exoneración de la responsabilidad del distribuidor respecto de las perturbaciones producidas por sus consumidores se producirá si consta que previamente se ha requerido al causante para que cese en su actitud y, caso de no ser atendido dentro del plazo otorgado al efecto, se hubiera procedido a efectuar la denuncia ante la Administración competente, quien deberá requerir al consumidor que produce las perturbaciones para que instale los equipos correctores, pudiendo ordenar el corte si no es atendido el requerimiento. Con objeto de minimizar la circulación de energía reactiva por las redes de distribución, los consumidores están obligados a disponer de los equipos de compensación de su factor de potencia, de modo que éste sea como mínimo de 0,60. A través de las tarifas se darán las señales económicas para la optimización del factor de potencia. Las empresas distribuidoras podrán pactar, mediante mecanismos de mercados objetivos y transparentes, con los consumidores cualificados, compensaciones locales del factor de potencia, según se determine mediante el correspondiente procedimiento de operación de las redes de distribución, todo ello sin perjuicio de lo que establezca la normativa tarifaria.2. Los consumidores deberán establecer el conjunto de medidas que minimicen los riesgos derivados de la falta de calidad. A estos efectos, las empresas distribuidoras deberán informar, por escrito, al consumidor sobre las medidas a adoptar para la consecución de esta minimización de riesgos.3. Para evitar en lo posible la transmisión de defectos, o sus consecuencias, hacia las instalaciones del consumidor, o viceversa, las protecciones particulares del entronque de las instalaciones de clientes con la red general, y su regulación, deberán coordinarse entre la empresa distribuidora y el consumidor, en base a las

de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica., figurando dicho requisitos en el contrato de acceso.

El Capítulo número cuatro engloba los artículos noveno, decimo, undécimo y duodécimo, referidos a la gestión de la energía excedentaria. El artículo noveno se desglosa en cinco preceptos referidos al suministro de energía en modalidad de Balance Neto. Así se establece en el primero que la energía excedentaria será cedida a la empresa comercializadora sin contraprestación económica por energía generada y no consumida. Esta cesión genera unos derechos de consumo recogidos en el precepto segundo. Los cuales podrán ser utilizados a lo largo de un tiempo limitado, con un plazo de vigencia de los 12 meses, siguientes a la generación y correspondiente cesión. La forma de compensación se desarrolla en la precepto tercero, implantando que la energía exportada en la red por el consumidor se compensara hasta alcanzar los derechos de consumo importados y acumulados, calculados al mismo periodo tarifario, con ello se determinara el peaje de acceso corresponden a tal suministro. El precepto cuarto, instauro el cálculo del coste de la energía diferida, el cual será el peaje de acceso más el coste del servicio del Balance Neto, sin imputar el coste de la energía diferida. Por su parte el precepto quinto del artículo noveno, constituye un orden de las condiciones por parte del MINETUR, para fijar el precio máximo tanto para la energía suministrada por la compañía hacia el consumidor como el coste de la instalación del suministro de energía eléctrica por Balance Neto. Sin olvidar que los consumidores pagaran el peaje de acceso por la energía autoconsumida en su respectiva instalación. El artículo decimo determina la contabilidad de los derechos procedentes de la energía diferida, la contabilidad será individual siguiendo el modelo del Anexo I recogido en el proyecto de Real Decreto. El cambio de empresa comercializadora está recogido en el artículo duodécimo, estableciendo la necesidad de transferir los derechos de consumo diferido y la información contable, remitiendo al Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. El artículo doceavo establece el proceso de liquidación y facturación, así la facturación se realizará mensualmente en base a lecturas reales, siguiendo el modelo del Anexo I del

---

*instrucciones técnicas complementarias que se dicten por el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía”.*

proyecto de Real decreto. El periodo para la compensación de los excedentes coincidirá con el periodo de facturación del suministro. Las facturas recogen tanto la energía consumida, generada y la información relacionada a la compensación de los derechos de consumo diferido, que no son compensados de manera directa sino descontada directamente de la factura del consumidor.

Este proyecto de Real Decreto contiene tres disposiciones una de carácter derogativo y dos disposiciones finales. La disposición derogativa insta a anular o modificar toda la legislación que sea contraria a lo establecido por el futuro Real Decreto. La disposición final primera establece el margen de competencia correspondiente, refiriéndose a los artículos los 149.1.13<sup>a</sup> y 25<sup>a</sup> de la Constitución Española<sup>69</sup>. Este proceso de integración político-económica, acepta tácitamente la existencia de un orden económico nacional, asentado en la idea “estado-mercado”<sup>70</sup>. La segunda disposición final corresponde al momento de entrada en vigor del futuro Real Decreto por el que se establecen la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con Balance Neto.

## **6.2. Principios regulatorios del derecho administrativo y económico**

Son varios los principios que debe seguir la regulación administrativa, técnica y económica de sistema de suministro de energía eléctrica con Balance Neto. Con el propósito de desvincular la exclusividad de la generación centralizada e individual de producción de energía eléctrica y dar luz verde a la entrada de la generación distributiva orientada a instalaciones de generación de energía eléctrica de pequeña potencia.

### **6.2.1. Principio de proporcionalidad**

Este principio se adecua a la necesidad de conseguir una regulación, orientada a alcanzar un mayor bienestar social, ya que el mercado de la generación distributiva de energía eléctrica no funciona de forma efectiva. Así es preciso la regulación

---

<sup>69</sup> Los artículos 149.1.13<sup>a</sup> y 25<sup>a</sup>, establecen correspondientemente; 149.1.13<sup>a</sup> “*El Estado tiene competencia exclusiva sobre las siguientes materias: 13<sup>a</sup> Bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica*”. y 149.1.25<sup>a</sup> “*Bases del régimen minero y energético*”.

<sup>70</sup> Esta idea se nutre de la noción del principio de unidad de mercado y su interpretación constitucional, recogida de forma no determinada en varios artículos de la constitución española como el 149.1.13<sup>a</sup>. RIVERO ORTEGA (2007).



administraba economía del sector, sin crear costes adicionales para posibilitar la aparición de un tercer elemento dentro de este mercado. Con la luz verde al suministro de energía con Balance Neto, se establece en el artículo 5 del proyecto de Real Decreto que los consumidores se podrán acoger a la modalidad de suministro de energía eléctrica con Balance Neto bien estableciendo una conexión o modificando su anterior instalación y adecuarla a esta modalidad. Así, podrán generar de forma distributiva la misma energía eléctrica que potencia de energía tenga contratada.

Con la necesidad de adecuarse tanto a las condiciones técnicas recogidas de forma detallada y clara en el artículo 3 , que remite al Capítulo III del Real Decreto 1699/2011 , así como a las condiciones de contrato, acceso y suministro recogidas en el Capítulo II del de Real Decreto 1699/2011. Estos preceptos están orientados hacia el desarrollo de la generación de energía eléctrica mediante el modelo de Balance Neto, garantizando un servicio de calidad y exento de peligro para la sostenibilidad de la red eléctrica. La red eléctrica actúa como *back up* donde se vierte la energía diferida e instrumento esencial para la conexión el acceso a esta modalidad. Para evitar una pérdida o reducción de la calidad de suministro eléctrico en detrimento de los consumidores. Esta modalidad de asienta en los pilares de la titularidad individual, imposibilitando la propiedad compartida, la cual orienta la generación al propio autoconsumo, cubriendo la curva de oferta con la curva de demanda de los consumidores.

Esta respuesta regulatoria ha de responder al principio de proporcionalidad buscando una solución al problema sin crear externalidades negativas, que limitan los derechos individuales de los consumidores de energía eléctrica y los generadores de la misma. Respetando a los consumidores, posibilitando el cambio de empresa comercializadores mediante el modelo de contrato con método de liquidación, recogido en el artículo 12 del proyecto del Real Decreto, que posibilitan la transmisión de los derechos energéticos diferidos entre empresas comercializadoras. El establecimiento de un precio máximo para las instalaciones en régimen de Balance Neto fijado por el MINETUR, reflejado el artículo 9.5 del proyecto de Real Decreto. Asimismo la libertad de la compañía suministradora de energía eléctrica de pactar el precio con el consumidor, por la energía suministrada.

Esta proporcionalidad es arbitraria, ya que el proyecto de Real Decreto no establece la cuantía de los peajes que se tendrán que pagar por el acceso a la red y la noción con discriminación horaria respecto a la energía eléctrica exportada e importada en la red. Es cabal matizar que la designación de unos peajes de acceso adecuados producirá un mayor bienestar social, incrementando el uso de la modalidad de suministro de energía eléctrica con Balance Neto. Incrementando las posibles externalidades positivas de este modelo, el cual fomenta entre otros aspectos un medio ambientalmente sostenible y reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por las grandes empresas generadoras de energía eléctrica.

### **6.2.2. Principio de eficacia y eficiencia.**

Este principio se aferra en la necesidad de conseguir una regulación “*económica y social*”<sup>71</sup>, orientada a lograr los estándares y criterios obligatorios tras la aprobación de la Directiva 2009/28/CE, transpuesta en la legislación nacional en el Real Decreto 1699/2011, el cual abre la puerta al proyecto del Real Decreto que contendrán las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con Balance Neto.

El sistema de Balance Neto mantiene el propósito de fomentar la conexión a red de instalaciones de generación de energía eléctrica con una potencia límite de 100 kWn, consideradas de pequeña potencia. Sobre la idea de que la generación distributiva produce mayores criterios de eficiencia ya que disminuye las pérdidas de energía producidas en realización al transporte en la red, debido a que la energía diferida es consumida en un ratio de distancia cercano lo que minimiza las pérdidas durante el transporte.

Como en el principio de proporcionalidad, el análisis de esta regulación desde el punto de vista de la eficiencia y la eficacia, se sustenta en no incidir en mayores costes que repercutan sobre un menor nivel de bienestar social. La futura redacción debe incluir medidas sencillas de aplicar en la práctica y de ponerse en marcha por los agentes implicados, asimismo han de ser flexibles. Estableciendo varios niveles de procedimientos de acceso y conexión a la red eléctrica, como se refleja en el Capítulo II

---

<sup>71</sup> “...o al menos debería serlo en un Estado Social y democrático de Derecho. Debía ser económica, en el sentido de promover una distribución eficiente de los recursos...También debía ser social, pensado en favorecer el acceso del mayor número de individuos...”. RIVERO ORTEGA (2007).

del Real Decreto 1699/2011. Existiendo dos procedimientos, el ordinario, destinado a instalaciones que superen los 10 kWn, cuyo plazo administrativo para conseguir los certificados y poner en marcha la generación de energía eléctrica mediante el suministro con Balance Neto se puede alargar hasta 89 semanas. El procediendo de conexión abreviado<sup>72</sup> destinada a instalaciones menores de 10 kWn, disminuyendo el plazo a 30 días, reflejando el Anexo II y III del propio Real Decreto 1699/2011, donde se recoge el modelo de solicitud así como el modelo de contrato técnico tipo. Lo que permite la adaptación de los diferentes tipos de instalaciones, facilitando las instalaciones de pequeña potencia a no requerir avales en el momento de su solicitud, como se establece en la disposición final tercera<sup>73</sup>.

### **6.2.3. Principio de transparencia y claridad.**

Una regulación poco clara genera controversias y dualidades en la interpretación de los conceptos administrativos económicos, lo que pone en tela de juicio la posibilidad de alcanzar los objetivos estipulados. Una falta de simplicidad promueve que los procesos de toma de decisiones pongan en peligro la regulación y generen riesgos regulatorios. Para evitar esta incertidumbre regulatoria, el proyecto de Real Decreto, se cimenta con la anexión de varios preceptos correspondientes a otros reales decretos de carácter técnico. Con el propósito de crear una regulación que genere rentabilidad en la toma de decisión por parte de los agentes implicados.

Así se remite a otros decretos como el Real Decreto 1996/2011, para establecer los requisitos técnicos y los de acceso a la conexión por parte de instalaciones de pequeña potencia. El Real Decreto 1110/2007 para establecer el proceso de medición de la energía circulada y definir los equipos de medición. El Real Decreto 1955/2000, para determinar los casos en los que las incidencias producidas por el suministro de energía

---

<sup>72</sup> Así se establece el requisito de la potencia de 10 kW “...Las instalaciones de potencia no superior a 10 kW que pretendan conectarse en un punto de la red de distribución en baja tensión, directamente o a través de la instalación de una red interior, en el que exista un suministro de potencia contratada igual o superior al de la instalación, podrán conectarse en el mismo punto de dicho suministro mediante el procedimiento abreviado ...”

<sup>73</sup> Disposición final primera que modificación el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, establece en su artículo 66. , referido a “los avales para tramitar la solicitud de acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones de producción en régimen especial”. Así, “Quedarán exentas de la presentación de este aval las instalaciones de potencia igual o inferior a 10 kW.”

eléctrica a la red son responsabilidad individual y el Real decreto 1955/2000, que determina el cambio de empresa comercializadora.

Al mismo tiempo se introducen instrumentos para una mayor protección al consumidor como el máximo establecido por el MINETUR para la instalación del Balance Neto por parte de la empresa comercializadora. La transparencia se pone de manifiesto en los preceptos anteriormente mencionado sobre los procesos abreviados, permitiendo facilidades y simplificaciones respecto a los tramites administrativas para logran la conexión y el acceso a la red eléctrica de instalación de hasta 10 kWn.

Como borrador del proyecto de Real Decreto deja en tela de juicio, como determina la CNE, una gran cantidad de aspectos de gran transcendencia como para afirmar a priori la eficacia del suministro de energía eléctrica por Balance Neto. El establecimiento de peajes de acceso a la red y los derechos diferidos, en el caso que no se consuman en el plazo limitado de 12 meses. Los peajes se encuentran regulados en el artículo 9 del proyecto del Real Decreto , pero hasta el momento que no se apruebe y entre en vigor el Real Decreto, la transparencia de este aspecto no se podrán concretar. La transparencia y claridad regulatoria generan una disminución del riesgo regulatorio, menor incertidumbre y aumento de la inversión privada por parte de los consumidores. Según la CNE<sup>74</sup>, la fijación de los peajes será uno de los punto de inflexión que determinara si el suministro de energía eléctrico por Balance Neto es un gran cambio revolucionario o simplemente un desarrollo regulatorio que satisfaga la transposición de la Directiva Europea 2009/72/CE y el cumplimiento de sus objetivos macros. En un sector, como el eléctrico sometido a tantos cambios regulatorios y caracterizado por un alto grado de inseguridad, la claridad y transparencia de las normas regulatorias, es una condición necesaria pero no suficiente para garantizar la eficiencia y efectividad.

---

<sup>74</sup> Recogido en el INFORME 3/2012 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA REGULACIÓN DE LAS CONDICIONES ADMINISTRATIVAS, TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LA MODALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BALANCE NETO.

#### **6.2.4. Principio de seguridad jurídica y coherencia.**

La regulación administrativa económica del suministro de energía eléctrica por Balance Neto establece unos criterios regulatorios predecibles en correspondencia a la difícil situación del sector eléctrico caracterizado por un elevado déficit tarifario<sup>75</sup>.

De esta manera el proyecto de Real Decreto se adapta a las obligaciones asumidas por el estado español, transpuestas por la U.E a través de sus directivas. Este aspecto le otorga a los cambios regulatorios cierta seguridad ya que ha de servir para cumplir unos objetivos homogéneos por parte de todos los estados miembros, obedeciendo a criterios de órganos supranacionales como el caso de la U.E y sus instituciones. Es preciso matizar que el sector eléctrico ha sufrido una gran cantidad de cambios regulatorios, lo que produce una cierta incertidumbre regulatoria. Como la eliminación de los incentivos económicos a las energías renovables de régimen especial, reflejado artículo 2.1 del Real Decreto-ley 1/2012<sup>76</sup>, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Una regulación caracterizada por el principio de seguridad jurídica y coherencia garantiza que el entorno regulado sea estable para el inversor, con el propósito de explotar el suministro de energía eléctrica con Balance Neto. Así, podrán determinar las previsiones de como evolucionaran sus variables con el propósito de invertir un nivel de riesgo aceptable en concordancia a los ingresos aceptables para llevar a cabo sus inversiones.

Para garantizar esta labor es preciso que el futuro Real Decreto está redactado de tal forma que el regulador, es este caso el Estado español, no puede dar marcha atrás a los cambios mediante lagunas eficientes, garantizando un compromiso pleno de obligado cumplimiento en sus decisores. Es muy importante para garantizar una seguridad a largo plazo que propicia más estabilidad y más inversión disminuyendo costes derivados de un nivel de riesgo ineficiente. De esta forma sea más factible

---

<sup>75</sup> La CNE ha situado el déficit de tarifa de 2012 en 5.609 millones de euros, un 45,7% superior al del año anterior.

<sup>76</sup> Estableciendo la siguiente; “*Artículo 1. Objeto. Constituye el objeto de este real decreto-ley: a) La supresión de los incentivos económicos para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y para aquellas de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el citado régimen especial que se detallan en el artículo 2.1. b) La suspensión del procedimiento de preasignación de retribución para el otorgamiento del régimen económico primado*”.

cumplir los compromisos asumidos por España a través de la instauración del PANER 2011-2020 y la Estrategia Europa 2020.

#### **6.2.5. Principio de participación o responsabilidad y experiencia.**

En el esquema regulatoria del suministro de energía eléctrica con Balance Neto, es deseable que el regulador tenga un determinado margen de maniobra con el fin de solucionar situaciones imprevistas. En este caso al ser el estado, cuenta con este margen mediante la posibilidad de modificar algún precepto del campo regulatoria, aunque esta posibilidad se planteara a largo plazo, con el propósito de otorgar confianza para fomentar la posibilidad de inversión. Así los agentes implicados deben conocer las decisiones y los motivos por los cuales se realiza dichas modificaciones, en este caso se encuentran publicados en el BOE, donde se recoge las diversas normas que sustentan este proyecto de Real Decreto como, el Real Decreto 1996/20111. El Real Decreto 1110/2007 para establecer el proceso de medición de la energía circulada y definir los equipos de medición. El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Para determinar los casos en los que las incidencias producidas por el suministro de energía eléctrica a la red son responsabilidad individual y que fijar el cambio de empresa comercializadora. Toda esta información esta de cara al público y ha de ser debatida y aprobada en el Consejo de Ministros, para garantizar su objetividad y racionalidad con la situación actual de España.

De este modo el regulador no obedece a intereses políticos, evitando la “*captura del regulador*”<sup>77</sup>. El regulador actuara, como establece Lasheras<sup>78</sup>, buscando hacer “*máxima la función teórica del bienestar social, en vez de su interés individual*”. Aunque la norma de aplicación provenga de la Directiva Europea 2009/28/CE recomendada por el Parlamento Europeo y el Consejo, el estado español puede interpretar y aplicarla de la manera que considere oportuno en el sector regulado. Creando un clima propicio para atraer a los productores de energía eléctrica de forma

---

<sup>77</sup> Término acuñado por STIGLER (1971) aludiendo a la teoría de que el regular es capturado por el regulado. Dejando a un lado el cumplimiento de la función objetivo de la regulación, la maximización del bienestar social, y centrándose en el interés individual.

<sup>78</sup> Para una información detalla de los mecanismos regulatorios, instrumentos de la regulación y sectores regulados consultar, LASHERAS (1999).

individual, creando un efecto llamada hacia la nueva forma de generación distributiva asentada en el autoconsumo por Balance Neto.

### **6.3. Análisis del informe de la CNE sobre el borrador del proyecto del Real Decreto por el que se establecen la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con Balance Neto.**

#### **6.3.1. La posición legal del sujeto acogida a la modalidad de autoconsumo por Balance Neto.**

El artículo número 1 establece la definición de los sujetos beneficiarios del suministro de energía eléctrica por Balance Neto. La definición no deja muy clara su posición legal y suscita controversias en cuanto a los derechos<sup>79</sup> y obligaciones que han de cumplirse. Así se puede interpretar tanto la posición legal de un consumidor de energía eléctrica, como de un productor de energía eléctrica. Al no existir una matización clara del sujeto, no se puede establecer los derechos y obligaciones a los cuales se debe remitir. La CNE considera necesario la creación de una figura nueva, el llamado “consumidor-productor”<sup>80</sup>, esta figura ya existía en España antes de la Ley 57/1997, pero fue disuelta tras la instauración de esta normativa. Para darle mayor seguridad jurídica, deberá estar incurrida no en el Real Decreto sino en la Ley 57/1997. Es notorio conocer los escenarios que pueden suscitar esta controversia generada por el borrador y la propuesta de la CNE, para solventar e instaurar una definición apropiada de dicho sujeto.

Si el sujeto es definido con la posición legal de un consumidor, su definición se aferra a la establecida en el artículo 9. g de la Ley del Sector Eléctrico, considerando “...que son las personas físicas o jurídicas que compran la energía para su propio consumo...Reglamentariamente podrán establecerse para determinados consumidores modalidades singulares de suministro para fomentar la producción

---

<sup>79</sup> Para otorgar más empaque sobre la figura de los derechos de los usuarios con la corriente europea, es preciso consultar Capítulo 16, MUÑOZ, M. S.; SERRANO, M.; BACIGALUPO, M. (2009).

<sup>80</sup> Recogido en el INFORME 3/2012 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA REGULACIÓN DE LAS CONDICIONES ADMINISTRATIVAS, TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LA MODALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BALANCE NETO, concretamente en la página 11.

*individual de energía eléctrica destinada al consumo en la misma ubicación, detallando el régimen de derechos y obligaciones que de ellas resulten... ”<sup>81</sup>*

Al ser considerado como consumidor, no tendrá la obligación de inscribir la instalación de generación de energía eléctrica en el registro bien de régimen ordinario, como de régimen especial. Al no precisar incurrir dentro del registro, no se logrará contabilizar la energía eléctrica que se genere. La cual al no ser controlada podrá poner en peligro la sostenibilidad de la red principal y la calidad de suministro. Este aspecto al igual dificulta la curva de aprendizaje del propio registro, ya que no posera información estadística de la energía generada por las instalaciones acogidas al modelo de Balance Neto. Perdiendo la contabilidad de la cantidad de instalaciones que se han acogido y de la cuantía de la generación electricidad en este sistema. Estos datos son importantes para corroborar si España cumple los criterios traspuestos por las correspondientes directivas europeas, en materia de producción de energía eléctrica a través de fuentes renovables y la disminución de las emisiones de gases efectos invernadero. Al igual en el supuesto de ser considerado meramente como consumidor, la energía eléctrica generada por la instalación no posera prioridad al ser vertida a la red principal. De este modo no posee prioridad de acceso a la red, como si sucede en los productores acogidos al régimen ordinario o al régimen especial, concretamente desarrollado en el artículo 17 del Real Decreto 2007/1056. Incluso esta ambigüedad a la hora de la posición legal del sujeto beneficiario del Balance Neto podría derivar hacia una situación extrema. Ya que según la regulación económica del sector eléctrico establece, que al no ser considerado como productor de una instalación de generación de energía eléctrica, no podría verter la energía eléctrica a la red principal.

En el supuesto antagónico de ser considerado como productor, el artículo 9.b de la Ley 57/1997 lo define como “...*aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, ya sea para su consumo propio o para terceros, así como las de construir, operar y mantener las centrales de producción...En ningún caso tendrán la condición de productores los consumidores acogidos a las modalidades singulares de suministro... ”<sup>82</sup>. Las instalaciones de generación de energía eléctrica*

---

<sup>81</sup> El artículo 9.g, ha sido instaurado por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, que modifica la Ley del Sector Eléctrico.

<sup>82</sup> El artículo 9.a ha sido instara por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, que modifica la Ley del Sector Eléctrico.



deberán estar inscritas bien en el registro ordinario o especial. Pero la rentabilidad de la instalación será menor, al tener que incurrir en una serie de gastos derivados de esta inscripción. Además el productor deberá satisfacer y cumplir los requisitos para la producción de energía eléctrica recogidos en la Ley 57/1997 tanto para el supuesto de instalaciones ordinarias como en régimen especial. El problema es que precisa un mayor control técnico, administrativo y económico, así deberá realizar la correspondiente solicitud de acceso, inscripción en el registro, el pago de los correspondientes peajes de acceso. Este tema es uno de los puntos de inflexión para la eficacia de esta modalidad, recogido en el Real Decreto 1544/2011. Al cumplir con los requisitos de este modelo, la energía excedentaria se podrá contabilizar y utilizar para ratificar la consecución de los objetivos europeos, así como la evolución de la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables. Posibilitando la realización de estudios estadísticos, además producirá un mayor control administrativo del número de instalación y su respectivo rendimiento. Al ser considerado como productor no existirá ningún problema con la energía generada y vertida a la red, ya que posee ese derecho intrínseco a su figura legal.

La CNE propone la creación de un nuevo sujeto regulatorio el consumidor-productor, para otorgar mayor empaque a la definición. La cual deberá ser instaurada dentro de la Ley 54/1997 para otorgar mayor seguridad jurídica a la hora de establecer sus derechos y obligaciones. Este nuevo sujeto tendrá derecho a producir y consumir. De este modo se esclarece la inscripción al registro ordinario o especial y se termina con la incertidumbre de la energía vertida a la red. Al igual se beneficia a los contratos de acceso y suministro de energía eléctrica, entre los usuarios y los operadores de la red. Necesarios para verter la energía a la red creando derechos diferidos y la importación de estos derechos por parte del usuario.

Esta propuesta de la CNE, se asemeja a la desarrollada en el estado de California fijando una figura híbrida entre el productor y el consumidor, para dar consistencia al Balance Neto. Así recibe en California el nombre de clientes–generadores, desarrollando una definición clara para evitar lagunas en los contratos de acceso y solicitud, así como garantizar una coherencia jurídica en su ordenamiento tras la adaptación del sistema de suministro de energía eléctrica por Balance Neto. Con este modelo se unifica los términos de consumidor y productor, posibilitando el esclarecimiento de derechos y obligaciones y adecuando la exportación e importación

de energía eléctrica a la red. Posibilitando la información estadística necesaria para verificar los cumplimientos de los objetivos europeos que sirven como telón de fondo para esta modalidad. Rompiendo con la inconsistencia de la definición de consumidor y productor, las cuales se quedan obsoletas frente a este nuevo paradigma regulatorio.

La siguiente figura representa el cambio regulatorio que supondría la instauración de la posición legal como consumidor-productor planteada por la CNE, reflejada en el margen izquierdo. Frente a las posiciones legales de consumidor y productor recogidas en el borrador del Real Decreto, como se muestra en el margen derecho.

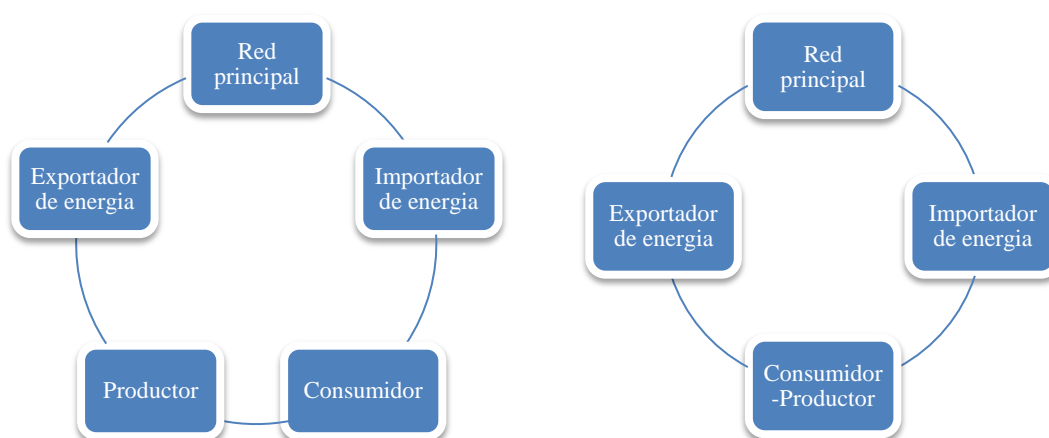


Figura 26: Cambios regulatorio que supondría la instauración del consumidor-productor frente al modelo de consumidor o productor. Fuente: Elaboración propia.

### 6.3.2. Los tipos de tecnologías y la titularidad de las instalaciones.

Antes de establecer el ámbito de aplicación del suministro de energía eléctrica por Balance Neto, es preciso catalogar los tipos de tecnologías que se pueden acoplar a esta modalidad. El preámbulo del borrador no deja claro esta categoría, ni cuáles son las tecnologías ni regímenes de aplicación. Se presupone que se aplicará en relación al Real Decreto 1699/2011, al que remite para establecer las condiciones técnicas y administrativas para el acceso como la conexión a la red. Es preciso matizar que el Balance Neto favorece tecnologías como la solar fotovoltaica y minieólica, debido a que eliminan la necesidad de poseer una fuente de cogeneración. Al no esclarecer este precepto cabe la posibilidad de que la energía generada en la instalación y vertida a la red sea generada a través de tecnologías de micro-generación, como en el caso de Reino Unido o California. La CNE considera preciso una definición exhaustiva del tipo de

tecnologías que se pueden adecuar a este sistema, así como del tipo de régimen correspondiente. En proporción de aclarar los derechos y obligaciones que tendría la energía eléctrica generada en la instalación e inyectada a red principal.

Una vez definidos los tipos de tecnologías y los regímenes. Se podrán acoger a esta modalidad de suministro de energía eléctrica únicamente al titular de la instalación y del punto de suministro. Este sistema que escoge España, no permite una pluralidad de propietarios a la hora de contratar el autoconsumo por Balance Neto. Lo que limita la conexión de empresas y la creación de centros de generación de energía eléctrica, destinados a cubrir la curva de demanda, donde la titularidad de la instalación pertenezca a un grupo, una cooperativa o la propia compañía eléctrica como se permite en California. Al igual se limita la conexión de comunidades de vecinos al no poder contratar la conexión en nombre de la comunidad. Este impedimento imposibilita el cumplimiento de la Directiva 2912/31/UE que aspira a que todos los edificios de construcción nueva sean autoeficientes en 2020. En los países analizado con anteriormente se posibilita la conexión múltiple de sus sistemas, desarrollado en la siguiente tabla, como el caso de Alemania, Italia y California. Aunque otros como Francia y Reino Unido no la consideran necesaria, quizás porque en estos dos países no existe una regulación material del Balance Neto.

<b>Países Analizados</b>	<b>Titularidad de las instalaciones</b>
Alemania	Titularidad individual y compartida únicamente en conexiones directas
Francia	Titularidad individual
Italia	Titularidad individual y compartida para el caso de la modalidad residencial
Reino Unido	Titularidad individual
California	Titularidad Compartida
España	Titularidad individual

Tabla 3: Titularidad de las instalaciones acogidas al modelo de Balance Neto. Fuente: Elaboración propia

### **6.3.3. Modalidades de conexiones y límite de potencia**

La CNE propone establecer una redefinición de los requisitos técnicos administrativos del artículo 3 y recogidos en el capítulo III, así como la introducción del

término de subestación de la Disposición adicional 2ª del Real Decreto 1003/1020. De este modo se daría luz verde a la conexión múltiple de las comunidades de vecinos, posibilitado la titularidad plural del punto de conexión y la instalación de generación. Quedando redactado de tal forma, que aquellos usuarios que *”... instalen en su red interior una instalación de producción de régimen especial de las contempladas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1699/2011...cuya generación esté destinada fundamentalmente a su propio consumo...A estos efectos, la instalación de generación se deberá inscribir en la subsección segunda del registro de instalaciones de producción en régimen especial, denominada ‘Registro de régimen especial sin retribución primada’ prevista en la Disposición adicional segunda del Real Decreto 1003/2010...”*<sup>83</sup>.

La siguiente tabla muestra los diversos tipos de modalidad de conexiones, la individual y la compartida, aplicadas en los países investigados, así como el supuesto que plantea el borrador del Real Decreto para el caso español.

<b>Países Analizados</b>	<b>Conexiones múltiples</b>
Alemania	Si, para conexiones directas
Francia	No, conexiones individuales
Italia	Si, en la modalidad residencial
Reino Unido	No, conexiones individuales
California	Sí, pero sin excedente de energía
España	No, únicamente conexiones individuales

Tabla 4: Modalidad de conexiones por países, acogidas al suministro de energía por Balance Neto.  
Fuente: Elaboración propia.

España apuesta por limitar la potencia de la instalación destinada al autoconsumo, en un máximo de 100 kWn. Esta limitación supone un problema para aquellas modalidades de generación comercial e industrial, incluso en el supuesto que fueran públicas, aunque en Europa no es muy frecuente en California está implantado con éxito. Esta limitación imposibilita la compensación de la curva de demanda con la curva de generación de energía eléctrica. La limitación de la potencia instalada, no es un

<sup>83</sup> Información obtenida del INFORME 3/2012 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA REGULACIÓN DE LAS CONDICIONES ADMINISTRATIVAS, TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LA MODALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BALANCE NETO, página 8.

matiz propio de la regulación española sino que todos los países comparados limitan la potencia instalada, con el propósito de controlar el tamaño de las instalaciones. Evitando que la red principal no pueda canalizar los flujos extra de energía vertida a la red y repercuta negativamente sobre la calidad de suministro. La siguiente tabla muestra la potencia emplazada para instalaciones solares fotovoltaicas y minieólicas, en los países anteriormente analizados:

<b>Países Analizados</b>	<b>Potencia de las instalaciones</b>
Alemania	500 kWh
Francia	100 kWh
Italia	200 kWh
Reino Unido	5 MWh
California	1 MWh no superando la demanda pico un 5% y 5MWh sistemas del programa estatal <i>Public Utilities Code 283</i> .
España	100 kWh

Tabla 5: Potencia máxima instalada en los países acogidos al autoconsumo por Balance Neto. Fuente: Elaboración propia.

Por su parte de la CNE no considera esta limitación un requisito de indisponibilidad técnica o económica, sino una clara orientación de que el Balance Neto se encamina al tipo de instalaciones desarrolladas en el Real Decreto 1699/2011. Para favorecer el sistema de Balance Neto en modalidad individual, es precisa una cierta concordancia con el tamaño máximo de las instalaciones de generación de energía eléctrica. Lo cual se considera una medida a corto plazo para evitar instalaciones destinadas únicamente a la exportación de energía a la red, con los posibles resultados nocivos para la infraestructura de la red y la calidad de suministro. Una vez se desarrolle esta modalidad el paso del tiempo abrirá la puerta al aumento de la potencia instalada asemejándose a los países europeos estudiados anteriormente. Según aumente la curva de aprendizaje de este modelo hasta lograr quizás cuotas como las de California. De modo, al instaurarse la limitación a 100 kWn, conviene mantener la combinación de que el propietario del punto de suministro o la instalación sea de titularidad individual. En el caso que la potencia se aumente es conveniente la contratación plural y las conexiones

múltiples, para aprovechar el nuevo rango de potencia utilizando el valor de “sincronización de la red”<sup>84</sup>.

#### **6.3.4 Condiciones técnicas, contabilizadores y seguridad.**

Los requisitos técnicos para habilitar la conexión de las instalaciones generadoras de energía eléctrica que estén incorporadas a la red principal, se remiten a lo establecido en el Capítulo III del Real Decreto de 1699/2011. Es una muestra clara del tipo de instalaciones que se podrán acoger a este modalidad, así como lo requisitos técnicos necesarios para la conexión a la red través de la red interior o del punto de suministro. La CNE considera oportuno introducir esta referencia al Real Decreto 1669/2011, para esclarecer en mayor medida los requisitos y no incurrir en contradicciones o malos interpretaciones. Así en esa línea es precioso hacer referencia además al Real Decreto 1955/2000, para esclarecer la inscripción en el registro administrativo de productores de régimen especial

El artículo 3 imposibilita la acción de compaginar la modalidad de suministro de energía por Balance Neto, con unas instalaciones acogidas al régimen ordinario o especial. Existiendo incompatibilidad de que existan ambas combinaciones dentro de la misma red interior o punto de suministro. Esta limitación tiene que ver con el hecho de que la energía generada en exceso y vertida a la red, no es remunerada económicamente, sino que se crean derechos diferidos. Por lo cual no se podrá establecer un precio hora de tarifa para la energía exportada, lo cual si es posible para las instalaciones acogidas en régimen especial u ordinario. Si se aplicara esta combinación la modalidad de Balance Neto, solo reflejaría la energía autoconsumida e importada de la red. Mientras que la inyectada a la red será a través de las tarifas de régimen especial u ordinario, siendo remunerada económicamente. En el caso que se modifiquen los criterios de la energía excedentaria y no se creen derechos diferidos. La energía vertida a la red puede ser económicamente remunerada, cabría la posibilidad de compatibilizar sendos regímenes con el modelo de Balance Neto. Aunque parece más claro orientar esta posible combinación hacia un único régimen especial, a la vista de la definición

---

<sup>84</sup>.Una de las externalidades de la red es el valor de sincronización, aumentando la utilizad de la red derivada de la conexión de varios usuarios a la misma. Un análisis más detallado se encontrara en el capítulo 14, MUÑOZ, M. S SERRANO, M.; BACIGALUPO, M. (2009).

recogida en la artículo 27 Ley 54/1997<sup>85</sup> “La actividad de producción de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos, cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada...Autoprodutores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético....”

Los requisitos técnicos posibilitan una medición exacta de la energía generada por la instalación así como la exportada e importada de la red principal. Con el propósito de cumplir los objetivos obligatoria tras la trasposición de las directivas europeas. Como se desarrolla en el preámbulo del borrador de proyecto, enfatizando en la diversificación de generación y la producción eficiente y sostenible. Para ello según la CNE es preciso el establecimiento de la contabilización de la energía eléctrica a través de dos medidores uno bidireccional y otro unidireccional instalados en posición paralela, con capacidad de compatibilizar horaria. Así el consumidor-productor podrá modificar sus hábitos de consumo y adaptar su curva de demanda a su curva de generación. Estos medidores ya son instalados en varios países como muestra el cuadro reflejado a continuación, los llamados *Smart Meter*.

<b>Países Analizados</b>	<b>Sistemas de medición de la energía</b>
Alemania	Dos medidores una bidireccional y otro unidireccional
Francia	Dos medidores unidireccionales
Italia	Dos medidores una bidireccional y otro unidireccional
Reino Unido	<i>Smart Meteres</i>
California	<i>Smart Meteres</i>
España borrador Real Decreto	Dos contadores unidireccionales
España CNE	Dos medidores uno bidireccional y otro unidireccional

Tabla 6: Tipos de medidores, según países para contabilizar el suministro de energía por Balance Neto.  
Fuente: Elaboración propia.

<sup>85</sup>Reflejado en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, concretamente en su artículo 27, referido al Régimen especial de producción eléctrica.

La aplicación de un solo medidor, registra la diferencia entre la energía exportada hacia la red y la importa de esta, perdiendo la contabilidad de la energía producida por la instalación. Ya que no computa la energía eléctrica generada y consumida instantáneamente en el interior de la red. Al no ser contabilizada los saldos netos de energía producida será ambiguo corroborar el cumplimiento de los objetivos europeos y nacionales, como la Estrategia Europa 20/20/20 y el PANER 2011-2012. Es cierto que la introducción de dos mecanismos de medida en vez de uno, aumenta la cuantía del alquiler para los consumidores-productores, en el caso de cuantificar el alquiler de un solo mecanismo. Las empresas comercializadoras conciben esta medida como idónea para realizar los datos en relación a la demanda de energía y la generación por parte de este tipo de tecnología, así como las previsiones de compra-venta de energía eléctrica en los mercados diarios e intradiarios. Además de la evolución de los precios en dichos mercados.

Es beneficioso definir la franja horaria de la energía generada y consumida, lo cual podrá ser utilizado de forma positiva en la realización de los peajes de acceso sujetos a discriminación horario. Adaptando los periodos valle, donde el precio de la energía y como consiguiente los peajes serán menores con el precio pico asociación a peajes mayores. Así podrá adaptar su curva de producción a periodos pico y su curva de demanda a periodos valle, lo cual se adapta de forma idónea a las etapas de mayor producción en las instalaciones acogidas al suministro por Balance Neto. En el supuesto de una instalación solar fotovoltaica, los periodos de mayor generación eléctrica están ligados a la mayor irradiación solar producida en periodos valle y en gran medida pico. Por su parte la CNE considera oportuno introducir la reseña de otorgar la responsabilidad al distribuidor de la lectura de los contadores. A través del establecimiento de una clausula en el contrato de la energía consumida y producida. Así como enviar tanto al MINETUR como a la CNE los datos relativos a la cantidad producida por la misma instalación en periodos anteriores. Estos datos servirán para elaborar estadísticas sobre la evolución de las energías renovables y su producción, quedando redactado de la siguiente forma *“Corresponde en todo caso al distribuidor, en tanto que encargado de la lectura, realizar la medida y control de la energía consumida y producida. Además, dicho distribuidor deberá remitir al MINETUR y a la CNE durante el primer trimestre de cada año, la cantidad de energía total producida durante*



el año anterior en las instalaciones de cada consumidor acogido a la modalidad de balance neto.”<sup>86</sup>

La introducción de este tipo de tecnologías en los procesos de medición, requiere un gran desembolso económico por parte del Estado para adecuar las instalaciones a estos procesos así como la formación de personal para la medida. Este modelo es instaurado en España a través del Plan Nacional de Suministro de Medidores, desarrollado por el Real Decreto 1100/2007 el cual es adecuado a la IET/209/2012. En España el objetivo consiste en que a fecha de 31 de diciembre de 2018, todas las residencias deban disponer de un medidor de este tipo con el fin “*de promover la telegestión de los sistemas de gestión energética*”<sup>87</sup>. El siguiente grafico muestra cómo ha evolucionado este objetivo a través de resultados intermedios, de modo que en el periodo de 2016 hasta 2018 será terminada la última fase instalando el 30% restante de *Smart meter* en las instalaciones que carezcan de ellos.

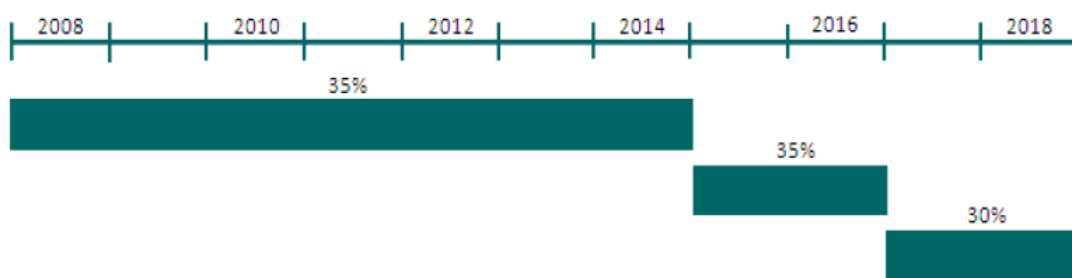


Figura 27: Evolución del objetivo instaurado por el Real Decreto 1100/2007, sobre la promoción de *Smart Meter*. Fuente: PUENTE. F (2012)

Los beneficios de estos sistemas son notorios al poder conocer el periodo horario de energía generada y poder determinar de forma más exacta el precio de la energía eléctrica en los mercados eléctricos.

### **6.3.5. La Claridad de los contratos de acceso y de suministro.**

Sobre los contratos de acceso a la red principal y los contratos de suministro es preciso concretar la figura de la posición legal de los sujetos que se podrán acoger a esta modalidad de autoconsumo. En el caso que se defina como establece la CNE, consumidor-productor bastara un único contrato donde se estipula las condiciones

<sup>86</sup> Información obtenida del INFORME 3/2012 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA REGULACIÓN DE LAS CONDICIONES ADMINISTRATIVAS, TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LA MODALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BALANCE NETO, página 8.

<sup>87</sup> A través de servicios innovadores y a partir del contadores inteligentes, PUENTE. P (2012).

necesarias, así como los requisitos administrativos, para facilitar la conexión y el suministro. Así se tendrá que inscribir en el correspondiente registro de instalaciones en régimen ordinario o régimen especial. La CNE propone como anteriormente cite la denominación de “registro de régimen especial sin retribución”. En el supuesto que se acoja al régimen especial poseerá facilidades administrativas como las instauradas con la similitud en el tiempo de la solicitud y la conexión de acceso a red, así como un plazo abreviado para resolver los concernientes trámites administrativos. Para otorgar una mayor homogeneidad y seguridad jurídica es exacta la fijación de unos criterios básicos sobre los contratos de suministro con la compañía distribuidora. Así la CNE considera que el artículo 6 es una repetición del artículo 7, por lo cual es preciso “suprimir el artículo 6”<sup>88</sup>, con el propósito de no incurrir en discriminación entre las partes. Estos criterios mínimos han de garantizar una igualdad de precios entre distribuidoras, evitando la formación de monopolios locales situados en lugares donde solo opera una distribuidora. Para ello sería conveniente la implantación de un nuevo Anexo donde se establecieran los criterios así como un formulario estándar para el contrato de acceso como el contrato de suministros.

Otro aspecto importante es la confirmación de la prestación en modalidad de servicio de Balance Neto la cual será realizada por las empresas comercializadoras de forma voluntaria. Dejando la opción de denegar dicho servicio en aquellas zonas donde el coste del establecimiento sea mayor que las demás y creando una distribución no distributiva del servicio. Es preciso que se defina unos criterios básicos para estos servicios por parte de las comercializadoras, así como la sustitución del término voluntario por la noción de prestar el servicio por las comercializadoras que lo desarrollan en la zona. Establecer una obligatoriedad supondría aumentar los precios de los contratos de acceso y suministro así como el precio techo establecido por el MINETUR, para las instalaciones de la modalidad de Balance Neto. En los países anteriormente analizados, estos servicios, no son obligatorios para todas las compañías operadoras sino para aquellas que debido a su infraestructura y condiciones técnicas pueden hacer frente al modelo. Con algunas excepciones como el caso de Francia,

---

<sup>88</sup> Información obtenida del INFORME 3/2012 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA REGULACIÓN DE LAS CONDICIONES ADMINISTRATIVAS, TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LA MODALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BALANCE NETO, página 22.

donde el suministro de energía eléctrica por Balance Neto será prestado por la compañía *Electricite de France*, ya que posee un contrato de suministro público.

El contrato entre el consumidor-productor y la compañía distribuidora incurrirá en las condiciones de claridad y suministro cumpliendo los estándares marcados por el MINETUR. El artículo número 8 del borrador de Real Decreto no produce ningún resquicio de ambigüedad y está redactado de forma clara y concisa mostrando coherencia jurídica.

### 6.3.6. Modelos de Balance Neto y derechos diferidos y peajes de acceso.

En España se apuesta por un modelo de Balance Neto puro, sin contraprestación económica por los excedentes de energía eléctrica vertidos a la red, creando derechos diferidos. Este modelo es diferente al analizado en el resto de países, los cuales apuesta por un modelo de Balance Neto mixto. Donde existirán incentivos a la exportación o al consumo instantáneo de la energía eléctrica generada, las llamadas FIT. Como se muestra en el siguiente cuadro, se podrá observar el modelo instaurado para cada país, así como el tipo de tarifas a las cuales se acogen para incentivar la modalidad de autoconsumo por Balance Neto.

Países Analizados	Modelo de Balance Neto	Sistema de tarifas
Alemania	Balance neto mixto	FIP + Incentivo al autoconsumo + Ahorro de factura
Francia	Balance neto mixto	Tarifa de exportación + Ahorro de factura
Italia	Balance neto mixto	FIT + CSP + Crédito + Ahorro factura o FIT + Prima energía vertida + Prima energía autoconsumida + Ahorro factura
Reino Unido	Balance neto mixto	FIT + Tarifa de exportación* 50% + Tarifa de importación* 50%
California	Balance neto mixto	FIT + <i>Net Excess Generation</i> + retribución por la energía vertida y no consumida + ahorro de factura
España	Balance neto puro	Disminución de los peajes de acceso + ahorro de factura

Tabla 7: Tipos de Balance Neto y tarifas según países. Fuente: Elaboración propia.

El modelo se suministró de energía eléctrica con Balance Neto que propone el borrador del Real Decreto, está basado en la exportación de la energía excedentaria a la red principal. Creando derechos diferidos, los cuales serán compensados con la importación de energía eléctrica de la red principal. Así los derechos diferidos se compensan con la energía importada, evitando que sean remunerados económicamente. La CNE considera que será más eficiente la valoración económica de la energía eléctrica vertida a la red, estableciendo un modelo de FIT como lo desarrolla la mayoría de los países inicialmente estudiados. De este modo no será necesario definir el concepto de derechos diferidos y establecer un plazo de 12 meses para la vigencia de los derechos. Es preciso esclarecer que aquellas instalaciones con TUR, no podrán acogerse a este modelo de valoración de la energía inyectada, ya que su función primordial no es el autoconsumo, como es la del Balance Neto.

El borrador del Real Decreto considera que el plazo de consumo de los derechos diferidos será de 12 meses desde su generación. Una vez transcurridos este plazo, estos derechos no serán remunerados económicamente en el supuesto que no fueran agotados. Sino que el consumidor-productor los pierde y pasaran a mano de la compañía comercializadora. Ante este escenario se presagiara un aumento del consumo eléctrico, para amortizar los derechos diferidos y no perderlos una vez transcurrido el plazo de 12 meses. Para ello es preciso aclarar que la fecha propia de generación de la energía eléctrica, no es el comienzo de la fecha de exportación de los excedentes a la red principal. Sino que la energía empieza a computar desde la fecha de facturación, la cual hace coincidir la fecha de cesión de los excedentes a la red con la fecha de facturación de los mismos.

Estos derechos diferidos serán compensados con la energía eléctrica, en el mismo periodo tarifario que el peaje de acceso que ha tenido que desembolsar para realizar el suministro. De modo que aunque los derechos hayan sido vertidos en un periodo tarifario valles o pico, con la correspondiente tarifa y peaje de acceso. Se utilizara para compensar los saldos el periodo de tarifa y de peaje de acceso correspondiente al suministro. En los países analizados, el plazo de los derechos diferidos al igual se encuentra limitado en el tiempo. Esta limitación está enfocada a que el diseño de las instalaciones generadoras de la energía eléctrica se adaptarse a la curva de consumo del consumidor-productor y no se destine a la exportación de la energía eléctrica generada. De este modo cuando el plazo de 12 meses está a punto de espirar la

cuantía de derechos diferidos será nimia. Compensando la curva de producción con la curva de demanda. En el siguiente cuadro se muestra esta tendencia a concentrar los derechos diferidos en un plazo de 12 meses. Con el progresivo aumento de esta limitación, como augura el caso de Italia o el modelo de remuneración de los derechos acumulados cuando el plazo haya expirado, como el modelo de California.

<b>Países examinados</b>	<b>Derechos diferidos</b>
Alemania	12 meses
Francia	No existen , los excedentes exportados son retribuidos económicamente
Italia	12 meses. Se prevé que el <i>VI Conto Energia</i> , aumente el plazo
Reino Unido	No existen, la energía vertida es retribuida económicamente
California	12 meses
España	12 meses

Tabla 8. Plazo de vigencia de los derechos diferidos, según países. Fuente: Elaboración propia.

Con esta limitación el consumidor-productor gastara todos sus derechos diferidos antes que transcurra el plazo de 12 meses. Partiendo de una situación de cero, a la firma un nuevo contrato de suministro con Balance Neto, al no existir acumulación ni remuneración económica.

Una de las partes más relevantes será el pago de los correspondientes peajes de acceso a la red. Considerado una de las condiciones esenciales del marco regulatorio nacional para determinar la viabilidad del suministro de energía eléctrica por Balance Neto.

El modelo está asentado por el pago de una serie de peajes de acceso, el borrador del Real Decreto considera oportuno el pago por los peajes de acceso de toda la energía consumida por la instalación, tanto la autoconsumida como la suministrada por la red principal. Aunque se ahorrara el precio de la energía eléctrica ya que será compensada por los derechos diferidos o por la autoconsumida instantáneamente. En el caso que no existan derechos diferidos o se hayan agotado, se pagara el precio pactado por el consumidor-productor y la comercializadora por la energía eléctrica suministrada. La

figura 28 muestra una serie de sistema de peajes en la modalidad de Balance Neto. Así cuando la instalación genere exceso de energía eléctrica, como muestra la flecha de color azul. El comercializador se hará cargo de este excedente creando derechos energéticos diferidos. La comercializadora venderá esta energía eléctrica a otro usuario que la demande casi en el acto, representado por la flecha de tono rojo. El cual deberá pagar el precio de la energía eléctrica así como los correspondientes peajes de acceso. En el supuesto que la eléctrica no sea consumida en al acto, la empresa comercializada cederá la energía eléctrica a la empresa distribuidora. Así se observa en la flecha de matiz negro, incurriendo en el pago del correspondiente peaje.

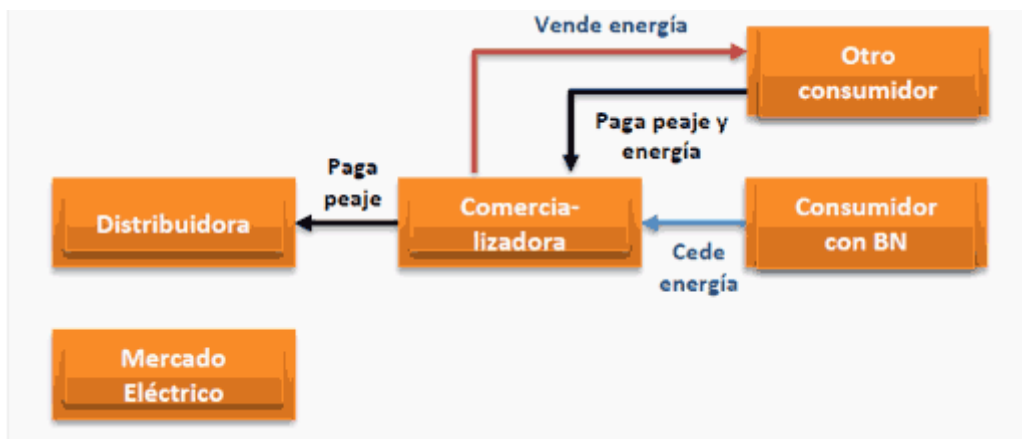


Figura 28: Sistemas de peajes del modelo de suministro de energía eléctrica por Balance Neto.1. Fuente: Suelosolar

El supuesto que la instalación no genere suficiente energía eléctrica el consumidor-productor deberá obtener dicha energía de la compensación de los derechos diferidos hacia la comercializadora representado con la flecha de color azul. Sin embargo cuando carezca de derechos diferidos, comprara la energía eléctrica a la empresa comercializadora. Para la compensación de los derechos diferidos, deberá abonar los peajes de acceso correspondiente, no se pagara el precio de la electricidad ya que entra dentro de los derechos diferidos. Pagando un total de la cuota a cubrir del Balance Neto a la comercializada, con el máximo fijado por el MINETUR, además del peaje por la energía demandada en el momento del suministro, como muestra en los cuadros superiores. La comercializada, se encarga de comprar la energía electricidad reflejada en la línea de color rojo

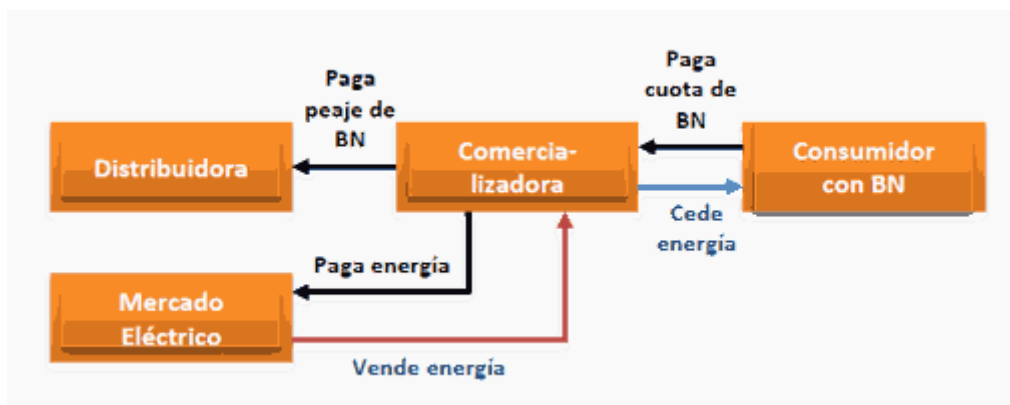


Figura 29: Sistemas de peajes del modelo de suministro de energía eléctrica por Balance Neto.2. Fuente: Suelosolar.

La CNE considera que esta media es oportuna, salvo que determina que el cargo de la energía suministrada por la empresa comercializadora en compensación de los saldos diferidos, deberá ser pactada entre las partes así como el precio por el servicio de Balance Neto. La siguiente figura representa la propuesta de la CNE, incluyendo la liberalización del coste por el servicio de Balance Neto y el cargo por los derechos diferidos. Como se representa en la fase de enlace entre el consumidor-productor del Balance Neto y la empresa comercializadora. La cual muestra como la propuesta de la CNE, otorgara mayor libertad a las empresas comercializadoras y a los consumidores-productores a la hora de fijar el coste del modelo por Balance Neto así como el cargo por los derechos diferidos.

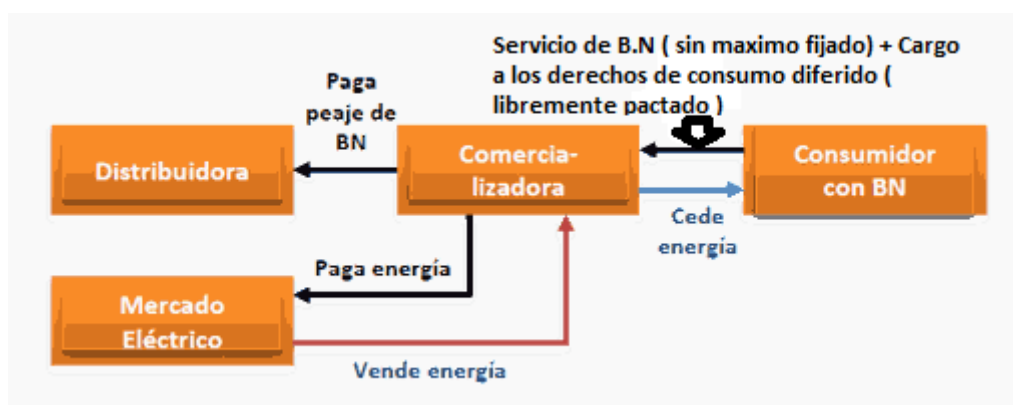


Figura 30: Sistemas de peajes del modelo de suministro de energía eléctrica por Balance Neto, según la CNE. Fuente: Suelo solar.

### 6.3.7. Análisis de la fijación del precio de los peajes de acceso.

La crisis económica ha modificado el modelo económico enfocándolo hacia la “*regulación para la competencia*”<sup>89</sup>. El proceso liberalizador ha tenido como objetivo la prestación de los servicios de interés general en régimen de competencia, renunciando a la titularidad pública del servicio. Sin embargo, el libre mercado no ha llegado a solventar todos los problemas, dando paso a la intervención pública. Debido a que las garantías del mercado no cumplen los cánones de servicio de interés general y redistribución equitativa. Así el estado fija unos precios regulados, con el propósito de que el usuario reciba un servicio de interés general a precio ecuánime y no discriminatorio. Para ello la administración posee potestad reguladora a través de normas de carácter general. Como el caso de los Reales Decretos-ley justificando esta intervención por razones de urgencia. Además al usar una norma con rango de ley solo podrá ser recurrida por razones de inconstitucionalidad. Así cada “*norma establece sus propias bases de intervención*”<sup>90</sup>. Ante la imposibilidad de aumentar las redes de transporte de la energía eléctrica se impone el acceso a las mismas estableciendo un precio o peaje de acceso el cual será equitativo para todos los consumidores-productores, como para las empresas distribuidoras. Sin duda una de las nociones más trascendentes y determinantes es la fijación de la cuantía del precio regulado además de la propia estructura que forman estos peajes de acceso.

Es preciso calcular los peajes de acceso de forma correcta ya que estos peajes son sufragados por el consumidor-productor. Cuando se autoconsume la energía generada y cuando se produce un exceso de generación, de modo que la energía eléctrica es diferida a la red principal. El periodo de peajes de acceso a la red debe ser el mismo que el periodo tarifario de acceso, existiendo una relación entre ellos.

Las tarifas de acceso a la red, se encuentran formadas por una serie de costes fijos y otros costes variables, que determina el precio de acceso a la red. Existen diferentes niveles de tarifas, así para instalaciones con un potencia menor de 10 kWh se podrán aplicar las TUR. Aunque como se establece con anterioridad, no se podrá aplicar a la hora de la compra de energía con modalidad de Balance Neto. Ya que la TUR compra la energía a un precio menor que el precio de mercado o el establecido por otras

---

<sup>89</sup> Recogido en el capítulo 9 de la obra de MUÑOZ, M. S.; SERRANO, M.; BACIGALUPO, M. (2009)

<sup>90</sup> Enfatizando es esa idea el capítulo 9 del manual de MUÑOZ, M. S.; SERRANO, M.; BACIGALUPO, M. (2009)



tarifas, creando en esa diferencia un ahorro. Mientras que el Balance Neto transfiere los derechos diferidos y en el supuesto que sea preciso un mayor consumo y no pueda ser saciado por la energía diferida, se comprara dicha energía a la empresa comercializadora. Pero nunca se realiza esta compra a precio de TUR, sino al precio libremente pactado entre las partes y con la correspondiente tarifa de acceso y peaje, establecido dentro del mismo periodo tarifario.

Los costes de las tarifas de acceso se encuentran regulados en el Real Decreto 1101/2001, instituyendo los costes de acceso a la distribución y el transporte de energía eléctrica. Los consumidores-productores en modalidad de Balance Neto, deberán sufragar las tarifas de acceso por la energía generada y autoconsumida instantáneamente, así como por la importada de la red en relación a los derechos diferidos y la suministrada por la red en proporción al contrato de compra realizado entre las partes. Los usuarios de la modalidad de autoconsumo por Balance Neto se ahorrarían la parte variable de la tarifas de acceso por la energía generada en las instalación y autoconsumida instantáneamente. Aunque los coste fijos que son más de la mitad de los costes propios del suministro, no se evitarían en el autoconsumo instantáneo. Mientras que la tarifa de acceso seria total para la energía suministrada de la red principal en régimen de compra cuando no acumulen derechos diferidos. No obstante, el borrador del Real Decreto no deja claro este concepto al igual que la parte de la tarifa variable que se aplicara en el caso de la energía diferida.

La estructura de costes sería la siguiente para adecuar cada tipo de tarifa de acceso al sistema de Balance Neto. Así las partidas de costes quedarían divididas en dos grupos, los costes fijos y los costes variables. Dentro de los costes variables se encuentran el coste total de la generación eléctrica, las pérdidas de energía y los pagos relativos a la capacidad. Por otro lado los costes fijos están formados por el coste de distribución, el coste de transporte, la prima del régimen especial, el pago del déficit, la compensación de la energía insular entre peninsulares y otros costes no especificados.

La modalidad de Balance Neto, debería incurrir todos los costes fijos y parte de los costes variable. Esta modalidad estaría formada por tres partes entrelazadas, relativas a las tarifas de acceso. Como son el autoconsumo, la energía diferida y la energía importada. En el caso de la energía autoconsumida, se podría eliminar el coste total de generación de energía eléctrica, ya que el autoconsumo por Balance Neto al

poseer una instalación de generación, evita esa producción por parte de un tercero. Además del coste relativo a las pérdidas de energía eléctrica, ya que no precisa de la red principal y es consumida dentro de la red interior instantáneamente. Por su parte la energía diferida, estaría exenta de una serie de costes variables a la hora de aplicar la tarifa de acceso. Como el coste de la propia generación, ya que esta partida no debería de incurrir en la tarifa, al ser generado por la instalación y destinada a la red principal, lo que evita el coste de generación. La energía importada tendrá que soportar el total de las tarifas de acceso además del pago de la energía eléctrica suministrada. El siguiente gráfico muestra detalladamente, las partes variables y las partes fijas que forman las tarifas de acceso a la hora de establecer la facturación. De este modo con un aspa de color rojo se marcan aquellas partidas que no es conveniente aplicar a la hora de estructurar las tarifas de acceso y con una flecha verde las que sí, mostrado en el margen derecho la racionalización de la asignación de estos costes.

	Partida de coste	Auto-consumo	Electricidad diferida	Electricidad importada	Racional de asignación de coste
Costes asociados a la energía	Coste total de energía	✗	✗	✓	El autoconsumo y el balance neto suponen un coste de producción de electricidad evitado
	Pérdidas	✗	✓	✓	Se evita el coste de las pérdidas correspondientes a la energía autoconsumida
	Pagos por capacidad	✓	✓	✓	Los usuarios necesitan la capacidad disponible para "backup"
Costes regulados del sistema cubiertos a través de peajes de acceso	Transporte	✓	✓	✓	Coste fijo para el sistema independientemente de la modalidad de consumo
	Distribución	✓	✓	✓	
	Prima del Régimen Especial	✓	✓	✓	Coste fijo no evitado por el autoconsumo que es necesario satisfacer entre todos los consumidores
	Déficit	✓	✓	✓	
	Compensación Insulares y extra peninsulares (fijo)	✓	✓	✓	Coste fijo que es necesario satisfacer entre todos los consumidores si bien el autoconsumo podría contribuir a su reducción a futuro
	Otros <sup>5</sup>	✓	✓	✓	Resto de partidas de costes fijos regulados que deben ser satisfechos por todos los consumidores

Figura 31: Estructura de los peajes de acceso asociados la Balance Neto. Fuente: Gas Natural Fenosa.

El ahorro provendrá de la energía autoconsumida instantáneamente ya que se evita comprar la energía eléctrica a la red principal a precio de tarifa, además evade la parte variable de la tarifa de acceso. Sin olvidar la energía diferida de la red, la cual se ahorra la adquisición de esta energía eléctrica a la red principal y prescinde de las partidas referidas al coste total de la energía generada en el peaje de acceso. Así una instalación solar fotovoltaica o minieólica acogida al suministro de energía eléctrica por Balance Neto será eficiente, cuando los ahorros producidos por la energía

autoconsumida y la energía diferida, sean mayores que el coste del suministro evitado. Para ello la fijación del término variable de las tarifas de acceso será un punto candente a la hora de establecer la regulación de esta forma de autoconsumo.

Las tarifas de acceso están directamente relacionadas con los peajes de acceso, ya que la energía eléctrica diferida por el suministro de Balance Neto deberá soportar la tarifa de acceso en el mismo periodo tarifario que el peaje de acceso. Así que cuanto mayor sean los peajes de acceso, mayor será el precio que ha de soportar el consumidor-productor por la energía autoconsumida y diferida. Disminuyendo el ahorro y la rentabilidad de la instalación acogidas a la modalidad de Balance Neto

El borrador del Real Decreto no deja claro que peajes se deberán sufragar por el consumidor-productor cuando autoconsume o difiera la energía eléctrica de la red principal. Así la CNE considera preciso que se especifique la cuantía de peajes que deberán ser sufragados y si los peajes relativos a la gestión de la energía eléctrica serán incurridos. Es notorio que con la producción de la instalación el sistema eléctrico se ahorrará la generación de la energía eléctrica que es diferida más tarde. La red servirá como un *back up*, donde se depositará una cantidad de energía eléctrica y se crearán derechos diferidos. De modo que no realiza la labor de generación de dicha energía, solo la de almacén, durante un plazo de 12 meses. El siguiente gráfico muestra los costes incurridos dentro de las tarifas de acceso y los relativos a los correspondientes peajes de acceso, los costes de la energía en el mercado y otros costes que deberá afrontar la modalidad de Balance Neto.

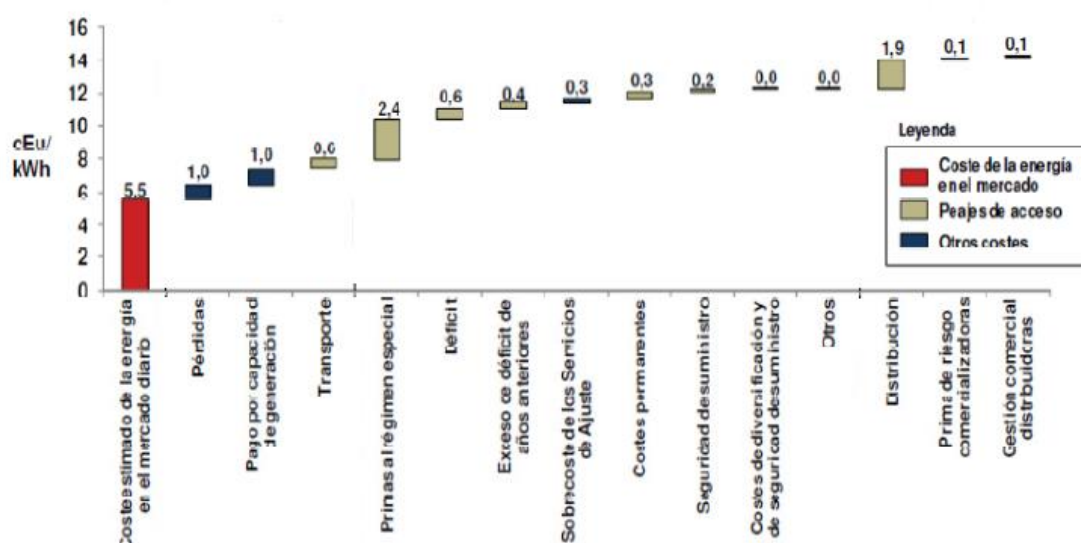


Figura 32: Costes de la energía en el mercado, sistemas de peajes y otros costes. Fuente: ASIF.

Existe una cierta aceptación en cuanto a los costes que deberán ser obligatorios para el consumidor-productor, como el coste de distribución. Preparando la red principal para un posible auge del sistema de generación por Balance Neto, con este coste se reforzaría la REE para que soporte los excesos generados por estas instalaciones. Los coste de las primas de comercialización además de la gestión comercial de las distribuidoras, ya que existe cierta inseguridad regulatorio en torno a la evolución de los precios de la energía eléctrica y la dificultad de equiparar la curva de demanda y la generación de estas instalaciones. Debido a que su generación depende de las condiciones climáticas, en el caso de una instalación solar fotovoltaica de la irradiación solar y en el supuesto de una instalación minieólica de la potencia del viento.

Por otra parte existen ciertos costes que se consideran que no deberían formar parte del suministro con Balance Neto, como son el coste relativo a las pérdidas de energía, ya que una de las ventajas de la generación distributiva y del Balance Neto es el ahorro de pérdidas de energía en el transporte. Debido a que es consumida casi instantáneamente. El coste relativo al pago por la capacidad de generación, ya que la instalación produce su propia energía eléctrica y ahorra este proceso a terceros. Y el coste del transporte, al ser consumida la electricidad de forma instantánea evitando las grandes pérdidas de energía derivadas del transporte.

El resto de costes son debatibles y las decisiones que se tomen en estas partidas serán de relevancia para la rentabilidad del suministro de energía eléctrica por Balance Neto. Entre los coste debatible se encuentra los siguientes; las primas por el régimen especial, el déficit tarifario, el exceso de déficit acumulado de años anteriores, el sobre coste de los sistemas de ajuste, la seguridad de suministro, los costes de diversificación y de seguridad de suministro entre otros.

Así cualquier decisión tomada en este matiz, será de gran importancia para la rentabilidad y la eficiencia del Balance Neto. Unas tarifas de acceso elevadas, incurrirán en gran cuantía en los peajes de acceso lo que supondrá que el suministro de energía eléctrica no sea tan rentable y eficiente para los consumidores-productores. Evitando todas las ventajas de este modelo, para realizar un análisis más empírico de la importancia de las tarifas de acceso y los peajes de acceso consultar el Anejo 1.

### **6.3.8. Contabilidad de los derechos diferidos, cambio de empresa por método de liquidación y facturación.**

La contabilidad de los derechos de la energía eléctrica generada por la instalación ha de ser llevados por la empresa comercializador. Las instalaciones de generación contarán con dos medidores *Smarts Meteres*, que podrá compatibilizar en periodo horario la máxima generación de la instalación, así como la exportación de energía excedentaria y la importación de la red principal. De este modo la energía eléctrica excedentaria generada en periodos horarios valles o picos, corresponderá a la energía eléctrica suministrada en estos respectivos periodo. Contribuyendo a otorgar mayor información a la hora de calcular de forma más real los peajes de acceso y las tarifas. Esta labor de liquidación de la energía excedentaria, a través de los derechos diferidos será llevada a cabo por la comercializadora. Para ello la CNE considera que la empresa comercializadora lleve el control de la energía generada, la diferida y la importada para determinar el valor económico en relación a los periodos horario que se exporta y se importa. Así es preciso modificar el Anexo del borrador del Real Decreto, introduciendo esta discriminación horaria, para poder utilizar la liquidación por parte de la comercializadora.

En relación al cambio de empresa comercializadora, la CNE considera primordial el método de liquidación para dar seguridad a los derechos diferidos, lo contrario supondría una barrera para la eficacia del sistema. Esta liquidación se hará de forma monetaria y al precio correspondiente pactado entre el consumidor-productor y la comercializadora en el contrato de suministro. De esta manera se facilitara el cambio de empresa comercializadora y al pactar el precio se evitara que se solicite el cambio cuando la relación entre la cuantía y el precio de los derechos diferidos, sea más rentable que el coste asociado al cambio de empresa. Estos incentivos perversos, se podrán evitar con una clausura del contrato de suministro pactado entre las partes.

De este modo se evitara el traspaso de los derechos diferidos, con los correspondientes problemas que genera la tramitación, la información sobre la franja horaria, el periodo donde han sido generados y la valoración para realizar posteriormente la factura. Además la nueva empresa deberá hacerse con la energía necesaria para poder satisfacer estos derechos diferidos, de modo que la información sería muy cuantiosa para determinar la compra a unos precios iguales a los de

exportación por el consumidor-productor y no incurrir en pérdidas. Lo que aumentara el plazo y los requisitos para el cambio de empresa comercializadora, aumentando el precio por el traspaso e introduciéndolo dentro del contrato de suministro. La siguiente tabla muestra ambas propuestas referidas a la contabilidad de los derechos y el cambio de comercializadora. Así se observan las propuestas planteadas tanto por el proyecto de borrador del Real Decreto como por la CNE.

<b>Propuestas</b>	<b>Cambio de empresa comercializadora</b>	<b>Valoración de los derechos diferidos</b>
Borrador del proyecto de Real Decreto	Traspaso de los derechos diferidos	No existe retribución económica
Informe de la CNE	Método de liquidación de los derechos diferidos	Retribución económica

Tabla 9: Cambio de empresa comercializada y situación de los derechos diferidos. Fuente: Elaboración propia.

La facturación será en periodos mensuales y posteriormente anuales, en la cual se reflejan los derechos energéticos diferidos, así como la energía consumida de la red. Es preciso, bien para un posible cambio regulatorio, donde la energía excedentaria sea remunerada y no se creen derechos diferidos. Así como para la liquidación de los derechos diferidos. La contabilización no mensual, sino horaria de la energía generada, exportada a la red e importada de esta. Con el propósito de realizar unas lecturas más reales y precisas de la cuantía de energía que se ha transmitido con el sistema de Balance Neto. Estas lecturas horarias muestran un valor de mercado, para la energía y será más sencillo para la liquidación al no cerrar la puerta de una posible remuneración. Además con esta forma de contabilización los consumidores-productores deberán pagar el peaje de acceso por la energía eléctrica generada y vertida a la red, así como la tarifa de acceso a la energía consumida. Será conveniente que sendas partes sean coherentes con esta medida, si se garantiza estos datos ambas partes podrán conocer los periodos de facturación. Este proceso conlleva una mayor complicación administrativa y jurídica, ya que se pasa de una facturación donde se computa los derechos de energía generada y consumida de forma mensual a la idea de una facturación horaria. La siguiente figura muestra la facturación mensual propuesta por el borrador del Real Decreto y los preceptos que la forman.

Periodo 1 de facturación (según peaje de acceso)				
Periodo	Fecha de generación del derecho.	Derechos generados (kWh)	Derechos no utilizados (kWh)	Derechos utilizados (kWh)
Mes 1				
Mes 2				
Mes 3				
...				
Mes 12				

Periodo 2 de facturación (según peaje de acceso)				
Periodo	Fecha de generación del derecho.	Derechos generados (kWh)	Derechos no utilizados (kWh)	Derechos utilizados (kWh)
Mes 1				
Mes 2				
Mes 3				
...				
Mes 12				

Periodo 3 de facturación (según peaje de acceso)				
Periodo	Fecha de generación del derecho.	Derechos generados (kWh)	Derechos no utilizados (kWh)	Derechos utilizados (kWh)
Mes 1				
Mes 2				
Mes 3				

Figura 33. Modelo de facturación del suministro de energía eléctrica por Balance Neto. Fuente: borrador del proyecto de Real Decreto.

Desarrollando una medición individual de los derechos diferidos, así como de la energía suministrada por la red principal. Para cada periodo concreto de generación se establecerán de forma más precisa los peajes de acceso y las tarifas por la energía eléctrica. Esta factura es mensual en base a lecturas reales de los contadores, con el propósito de que coincida el periodo de compensación de los saldos energéticos. Como argumenta la CNE, para una compensación económica no de los intercambios de energía, sino de la energía eléctrica generada, exportada e importada. Contabilizando el periodo horario correspondiente, posibilitando la compensación entre los saldos y la compensación de los excedentes y la energía computada indiferentemente del periodo tarifario o de los peajes que le correspondan. Así estas facturas podrán recoger al detalle la energía eléctrica producida por la instalación, la energía consumida instantáneamente, así como la información necesaria para la compensación de los derechos de la energía eléctrica vertidos a la red y no consumida que crean derechos diferidos. Una facturación más real y detallada posibilita una transcripción más fiable de aspectos como la cantidad de energía generada. Importantes para transportarlos a los objetivos del PANER 2011-2020 y la Estrategia Europa 2020. Consiguiendo que el 20% de la generación de energía eléctrica se produzca a través de fuentes renovables y un 10% de disminución en las emisiones de CO2 relativas a los procesos de generación de energía eléctrica.

## **7. Conclusión.**

La regulación económica es la llave que abre la puerta a la diversificación energética, el fomento de las energías renovables y la sostenibilidad medioambiental en los procesos de generación eléctrica a través de tecnologías eficientes como las empleadas en el suministro de energía eléctrica por Balance Neto. Para ello es preciso el control mediante normas claras y mecanismo regulatorios de estas actividades económicas. Fomentando la transición de la generación centralizada hacia la generación distributiva, elevando la cuota de generación eléctrica de las energías renovables. Así se mejorara la curva de aprendizaje de tecnologías como la solar fotovoltaica y la minieólica, además del impulso de nuevas energías como la microgeneración. Estas tecnologías se caracterizan por ser sostenible medioambientalmente, generando energía eléctrica disminuyendo las cantidades de emisiones CO<sub>2</sub> en comparación con el modelo centralizado. De este modo se podrá llegar a cumplir los objetivos mundiales del Protocolo de Kioto, así como los objetivos europeos de la Estrategia 20/20/20 y nacionales del PANER 2011-2020. Reduciendo las emisiones CO<sub>2</sub> en un 10% y aumentando la generación de energía eléctrica por fuentes renovables en un 20%.

Este escenario será posible debido al aumento del precio de la electricidad alrededor del 10% anual y una disminución del coste de las instalaciones con tecnologías renovables, calculado en un 10% anual. Propiciando la llegada de la paridad de red y la paridad de generación, elementos claves para igualar la curva de indiferencia entre la producción de energía eléctrica por medio de instalaciones renovables con la producción centralizada, ya que el precio de la generación de energía eléctrica será ecuánime. Este marco técnico es propicio para el desarrollo de nuevas formas de autoconsumo, como el suministro de energía eléctrica por Balance Neto. El cual explota la generación distributiva, debido al impulso que genera la llegada de la paridad de red y la paridad de generación. Las cuales eliminan la necesidad de primas por parte del estado para hacer rentable la generación eléctrica a través de energías renovables.

Este proceso está adscrito a una larga complejidad normativa debido a la transposición de constantes directivas europeas y la cuantiosa jurisdicción española. Las cuales han propiciado la evolución de marco regulatorio del sector eléctrico español, así como la progresiva aparición del marco normativo del autoconsumo y su adaptación al cumplimiento de objetivos energéticos. La regulación del marco normativo es confusa,



ya que tienen que satisfacer varios objetivos. Los cuales pueden estar vinculados, como una cadena de eslabones o ser completamente antagónicos. Así, la arquitectura de este marco regulatorio está cimentado sobre la Ley 54/1997, desarrollada en múltiples Leyes, Reales Decreto-ley, Reales Decretos y Órdenes Ministeriales, como se refleja en el ANEJO II. Caracterizada por ser el escenario normativo “*con mayor riesgo regulatorio*”<sup>91</sup> de toda la U.E.

Al igual las directivas europeas se tardan en transponer al ordenamiento jurídico español, como el caso de la Directiva 28/2009 que abre la posibilidad del suministro de energía por Balance Neto y posibilita un mayor cumplimiento de objetivos energéticos comunitarios. La transposición de estas directivas al ordenamiento jurídico nacional de las principales potencia europeas, no siguen estándares comunes de comportamiento. Así cada país analizado aboga por un modelo concreto de Balance Neto, un tipo de modalidad de conexión, una potencia límite específica, etc. Alemania e Italia, han implementado un modelo de Balance Neto de forma material a través de la creación de normativa legal que establece las condiciones tanto técnicas, administrativas y económicas del suministro de energía eléctrica por Balance Neto. Mientras que el caso de Francia y Reino Unido, lo instauran con medidas formales, no crean una norma que obstate legalidad al modelo. Sino una serie de incentivos y tarifas a largo plazo, que cumplen los estándares marcados por la U.E. Por su parte California es un claro ejemplo del éxito de este modelo, con unas leyes claras y transparentes que reducen la incertidumbre regulatoria, además de un sistema de incentivos que consolida el autoconsumo por Balance Neto como una alternativa viable frente a la generación centralizada. Siguiendo una tendencia progresiva en cuanto al establecimiento de técnicas cada vez más liberalizados para potenciar esta forma de autoconsumo. Países como Francia y Reino Unido implementan un Balance Neto primario o 1.0, mientras que el caso de Alemania e Italia desarrollan un modelo 2.0 más similar al californiano. Todos estos modelos se encaminan a reducir los obstáculos que imposibilitan una mayor eficiencia del Balance Neto. Aumentado la potencia de la instalación, facilitando los trámites administrativos y económicos, posibilitando la pluralidad de conexiones, así como el establecimiento de un sistema de peajes de acceso acordes y equívocos para

---

<sup>91</sup> Analizando 27 decisiones gubernamentales que han propicia al incremento de la incertidumbre y por la cual se han desembolsado 200.000 millones de euros, liderando España el ranking con la cantidad de 11 medidas catalogadas como creadoras de inseguridad jurídica. Este estudio desarrollado por el Citigrup, se encuentra recogido y analizado en CARBAJO, A (2011).

impulsar el modelo. Como aspecto en común ostentan la existencia de los sistemas de FIT, para potenciar el autoconsumo instantáneo y la energía vertida a la red, haciendo más atractiva la generación de energía eléctrica y el autoconsumo por Balance Neto.

La transposición al ordenamiento jurídico español de esta forma de autoconsumo está definida por el borrador del Real Decreto de carácter no concluyente, publicado en noviembre de 2011. El cual fue enviado a la CNE obteniendo su suscripción en marzo de 2012. Sin embargo a julio de 2013 sigue pendiente de regulación definitiva. Esta norma cumple el criterio de incertidumbre regulatorio que caracteriza al sector eléctrico nacional, ya que no deja claro aspectos relevantes para garantizar la eficacia y eficiencia de la modalidad de suministro de energía eléctrica con Balance Neto. La intervención de la CNE a través de un informe sobre dicho borrador del Real Decreto es precisa para esclarecer ciertos preceptos. Como las modalidades de autoconsumo, los tipos de tecnologías que se podrán aferrar, la creación de nuevos sujetos regulados, la titularidad de la conexión, la potencia máxima de las instalaciones, las cláusulas de los contratos de acceso y suministro, el desarrollo de los derechos diferidos, la posibilidad de FIT y la fijación de los peajes de acceso al servicio.

La intervención por parte de la CNE, se enfoca a que la redacción definitiva del Real Decreto del Balance Neto aplique las recomendaciones realizadas. Entre los aspectos más importantes para el afianzamiento de dicho suministro se encuentra la fijación de los peajes de acceso, en el autoconsumo instantáneo y la energía diferida. Como se muestra en ANEJO I, el sistema de peajes es importante para garantizar la viabilidad del sistema. Es preciso determinar que en un supuesto donde el autoconsumo instantáneo sea superior al 70%, el plazo de recuperación de la inversión tiende a ser rentable, con un periodo aproximado de 8 a 14 años. Los porcentajes de los peajes ayudan a una mayor recuperación de la inversión, son condiciones necesarias pero no suficientes, para que Balance Neto sea viable. Siguiendo una tendencia uniforme a medida que aumenta la potencia instalada el plazo de recuperación será menor, lo cual se traduce en la existencia de economías de escalas. Dando paso a una posible conexión múltiple y un aumento de la potencia instalada con el transcurso del tiempo.

Cuando el consumo instantáneo es menor al 60%, el plazo de recuperación de la instalación con el sistema de peajes no es rentable, superando los 30 años. Es preciso incentivar esta forma de autoconsumo, siguiendo modelos como el californiano o el

alemán. De este modo con una FIT al autoconsumo instantáneo, se permitirá rentabilizar el plazo de recuperación de las inversiones.

Los usuarios acogidos a este modelo se verán beneficiados principalmente por el ahorro reflejado en su factura eléctrica, ya que las instalaciones estas orientadas a cubrir toda la curva de demanda de energía eléctrica del usuario. En los supuestos en que la generación sea mayor que el consumo, se exportara a la red principal creando derechos diferidos los cuales se compensaran cuando precisa una demanda mayor de energía que la generada por la instalación. De este modo el usuario se ahorra el coste de la compra de la energía eléctrica a la comercializadora, salvo los correspondientes peajes de acceso por la energía deferida y la autoconsumida instantáneamente. Estos aspectos están unidas la democratización de la producción de energía eléctrica y la disminución de la dependencia de las grandes compañías, logrando una concienciación social del coste de la producción de energía eléctrica.

Una regulación acorde permitirá disminuir las perdidas asociadas al transporte de energía eléctrica alrededor del 10% o 15%<sup>92</sup> produciendo un ahorro energético. Disminuyendo la dependencia del suministro eléctrico por parte de las grandes compañías productoras y la dependencia de suministro exterior de energía eléctrica reduciendo la importación de combustibles fósiles. Lo cual equiparara la balanza de pagos, llegando a conseguir una reducción del déficit, asociado a la compra de energías eléctrica. Favoreciendo el impulso de la inversión privada, disminuyendo la inversión realizada para la optimización de las infraestructuras de la REE y la creación de nuevas plantas de generación. Además, alivia la red principal eléctrica en las horas de demanda puntas, en periodos pico, ya que normalmente con condiciones climáticas apropiadas las horas de demanda pico serán las horas de mayor generación por parte de las instalaciones acopladas la modelo de generación por Balance Neto.

La redacción definitiva del Real Decreto que instaure el Balance Neto se puede beneficiar de las prácticas regulatorias desarrollada por las principales potencias europeas, así como de la experiencia del estado de California, sin olvidar las recomendaciones de la CNE. Con el propósito de instaurar la mejor regulación posible dentro del sector eléctrico español, para garantizar la viabilidad de este modelo de

---

<sup>92</sup> Para profundizar sobre la totalidad de las ventajas del Balance neto es preciso consultar MARGARIT, R. JAUME (2013).

autoconsumo. Con el propósito de aprovechar las ventajas intrínsecas del Balance Neto y cumplir los objetivo macros relativos a la diversidad energética, la generación de energía eléctrica eficiente y la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

## **Bibliografía/Reflexiones.**

AEEPR (2007):” *Conozca el programa de medición neta*”. [Consultado el 19 de mayo de 2013-<http://www.aeepr.com/DOCS/Folletos/MedicionNeta.pdf>].

AEMGA:” *Borrador del Proyecto de Real Decreto por el que se establecen la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con balance neto*”. [Consultado el 10 de marzo de 2013-<http://www.aemga.org/wp-content/uploads/Borrador-balance-neto1.pdf>].

AFEC:” *Informe - Resumen de los aspectos más relevantes de la Directiva 2009/28/CE*”. [Consultado el 5 de mayo de 2013-<http://www.afec.es/es/resumen-directiva-28-2009.asp>].

BBC (2013):”*Smart meter project is delayed*”. [Consultado el 22 de mayo de 2013-<http://www.bbc.co.uk/news/business-22480068>].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO: “*Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales*”. [Consultado el 13 de mayo de 2013-[http://noticias.juridicas.com/base\\_datos/Fiscal/138-1992.t1.html#a61](http://noticias.juridicas.com/base_datos/Fiscal/138-1992.t1.html#a61)].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO: “*Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico*”. [Consultado el 4 de marzo de 2013-[http://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2007-16478](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2007-16478)].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO: “*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*”. [Consultado el 3 de marzo de 2013-[https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2011-19242](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2011-19242)].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO: “*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*”. [Consultado el 6 de mayo de 2013-[http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/regimenespecial/documents/boe\\_a\\_2011\\_19242.pdf](http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/regimenespecial/documents/boe_a_2011_19242.pdf)].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO: “*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*”. [Consultado el 17 de mayo de 2013-[http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/regimenespecial/documents/boe\\_a\\_2011\\_19242.pdf](http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/regimenespecial/documents/boe_a_2011_19242.pdf)].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO: “*Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*”. [Consultado el 5 de marzo de 2013-[http://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2000-24019](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2000-24019)].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO: “*Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento*”. [Consultado el 4 de mayo de 2013-<http://www.boe.es/boe/dias/1997/12/27/pdfs/A38037-38047.pdf>].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO: “*Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento*” [Consultado el 15 de mayo de 2013-[http://noticias.juridicas.com/base\\_datos/Admin/rd2017-1997.html](http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rd2017-1997.html)].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO: “*Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica*”. [Consultado el 16 de mayo de 2013-[http://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-1997-27817](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1997-27817)].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO: “*Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica*”. [Consultado el 6 de mayo de 2013-[http://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-1997-27817](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1997-27817)].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO: “*Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica*”. [Consultado el 6 de mayo de 2013-<http://www.boe.es/boe/dias/1998/12/30/pdfs/A44089-44096.pdf>].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO: “*Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos*.” [Consultado el 20 de abril de 2013-<http://www.boe.es/boe/dias/2012/01/28/pdfs/BOE-A-2012-1310.pdf>].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO: “*Recogido en el artículo 1, del Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica*.” [Consultado el 19 de mayo de 2013-[http://noticias.juridicas.com/base\\_datos/Admin/rd2819-1998.html](http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rd2819-1998.html)].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO:” *Constitución Española, 1978*”. [Consultado el 6 de marzo de 2013-[http://noticias.juridicas.com/base\\_datos/Admin/constitucion.t8.html#a149](http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/constitucion.t8.html#a149)].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO:” *Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*”. [Consultado el 23 de mayo de 2013-[http://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2000-24019](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2000-24019)].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO:” *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos*”. [Consultado el 27 de mayo de 2013-<http://www.boe.es/boe/dias/2012/01/28/pdfs/BOE-A-2012-1310.pdf>].

BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO:” *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista*”. [Consultado el 10 de junio de 2013-[http://noticias.juridicas.com/base\\_datos/Admin/rdl13-2012.html#I19](http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rdl13-2012.html#I19)].

BOST. M, BERND, B (2011):“*Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik Beginn der dezentralen Energieweltion oder Nischeneffekt*”, IOEW, Hamburg”. [Consultado el 4 de junio de 2013-[http://www.ioew.de/uploads/tx\\_ukioewdb/Effekte\\_der\\_Netzparit%C3%A4t\\_-\\_Kurzfassung.pdf](http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Effekte_der_Netzparit%C3%A4t_-_Kurzfassung.pdf)].

CALIFORNIA ENERGY COMMISSION (2013):“*RENEWABLES PORTFOLIO STANDARD ELIGIBILITY*”. [Consultado el 22 de junio de 2013-<http://www.energy.ca.gov/2013publications/CEC-300-2013-005/CEC-300-2013-005-ED7-CMF.pdf>].

CARBAJO, A. (2012): “*La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico*”, Fundación Alternativas, pág. 18-20.

CARBAJO, A (2011):” *Diez temas candentes para el sector eléctrico español en 2012. Seguridad jurídica y buenas prácticas de regulación*”, PwC.

CNE (2008):” *Ley Del Sector Eléctrico*”. [Consultado el 22 de mayo de 2013-[http://www.cne.es/cne/doc/legislacion/NE\\_LSE.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/legislacion/NE_LSE.pdf)].

CNE (2012): “*INFORME 3/2012 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA REGULACIÓN DE LAS CONDICIONES ADMINISTRATIVAS, TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LA MODALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BALANCE NETO*”. [Consultado el 12 de junio de 2013-[http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne\\_09\\_12.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne_09_12.pdf)].

CNE (2012):” *Nota resumen del saldo de la deuda del sistema eléctrico*”. [Consultado el 23 de mayo de 2013-[http://www.cne.es/cne/doc/prensa/NP\\_DEUDA\\_SISTEMA.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/prensa/NP_DEUDA_SISTEMA.pdf)].



CNE (2013): “*INFORME SOBRE LOS RESULTADOS DE LA LIQUIDACION PROVISIONAL N° 1 DE 2013 Y VERIFICACIONES PRACTICADAS SECTOR ELECTRICO*”. [Consultado el 20 de abril de 2013-[http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP\\_Liqui\\_Ele21032013.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP_Liqui_Ele21032013.pdf)].

COLLADO, F. EDUARDO (2010):” *El concepto de paridad de red en FV futuros de las instalaciones en suelo y tejado cuando nos acercamos a la paridad con la red*”, ASIF.

COLLADO, F. EDUARDO(2012):” *ASPECTOS ECONÓMICOS DEL BALANCE NETO CON INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS*”, IDAE.[Consultado el 5 de julio de 2013[https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CC8QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.as-iberica.com%2Fdescargas%2Fdoc\\_download%2F34-aspectos-economicos-del-balance-neto-eduardo-collado-asif&ei=BLDiUZrfK4nF7AbSkoC4AQ&usg=AFQjCNHXdW4XQ8tIkEZvQdIOuodX-oKo3g](https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CC8QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.as-iberica.com%2Fdescargas%2Fdoc_download%2F34-aspectos-economicos-del-balance-neto-eduardo-collado-asif&ei=BLDiUZrfK4nF7AbSkoC4AQ&usg=AFQjCNHXdW4XQ8tIkEZvQdIOuodX-oKo3g)]

DSIRE:”*CALIFORNIA. Incentives/Policies for Renewables & Efficiency*”. [Consultado el 24 de junio de 2013-[http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive\\_Code=CA02R&re=0&ee=0](http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=CA02R&re=0&ee=0)].

EDF: “*CONTRAT ET TARIFS D'ACHAT*”. [Consultado el 14 de junio de 2013-<http://fr.edf.com/obligation-d-achat/contrat-et-tarifs-d-achat-48663.html>].

EDF: “*TARIFS DE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ*”. [Consultado el 16 de junio de 2013-<http://www.bati-depot.fr/solaire/photovoltaique/electricite-solaire/nouveau-tarif-rachat-edf-electricite.html>].

EDF:”*Contrat de Service Public entre L'Etat et EDF*.”[Consultado el 14 de junio de 2013-[http://fr.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/Edf\\_en\\_france/documents/CSP-EDF-Etat.pdf](http://fr.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/Edf_en_france/documents/CSP-EDF-Etat.pdf)].

EERU (2000): “*Solarnet- net metering breakthrough*”. Issue 126 July/August 2000. [Consultado el 11 de junio de 2013-<http://eeru.open.ac.uk/natta/renewonline/rol27/2.html>]

ENERGETHICS: “*Energethics libera la tua energia*”. [Consultado el 20 de junio de 2013-<http://www.energethics.it/download/ScambioSulPosto/SchedaScambioSulPosto.pdf>].

ENERGY SAVINGS TRUST: “*Feed-In Tariffs scheme (FITs)*”. [Consultado el 22 de junio de 2013-<http://www.energysavingtrust.org.uk/Generating-energy/Getting-money-back/Feed-In-Tariffs-scheme-FITs>,].

EUROPA. “*DIRETTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.*”[Consultado el 2 de mayo de 2013-<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:es:PDF>].

EUROPA: “*DIRETTIVA 2004/8/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de febrero de 2004 relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE*”. [Consultado el 3 de mayo de 2013-<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:052:0050:0050:ES:PDF>].

EUROPA: “*Tratado constitutivo de la Comunidad Económica Europea*” [Consultado el 4 de mayo de 2013-[http://europa.eu/legislation\\_summaries/institutional\\_affairs/treaties/treaties\\_eec\\_es.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/institutional_affairs/treaties/treaties_eec_es.htm)].

FABRA. N (2006): “*El funcionamiento del mercado eléctrico español bajo la Ley del sector eléctrico*”, Universidad Carlos III, páginas 247-275.

FOTOVOLTAICO (2013): “*Fotovoltaico 2013: scambio sul posto e detrazione 50%*”. [Consultado el 22 de junio de 2013-<http://www.fotovoltaico.preventivi.it/2013-04-15-fotovoltaico-2013-scambio-sul-posto-e-detrazione-50>].

GENOVA: “*Fotovoltaico Italia, dal 2013 un nuovo inizio: scambio sul posto*”. [Consultado el 19 de junio de 2013-<http://genovaguide.wordpress.com/2013/01/21/fotovoltaico-italia-dal-2013-un-nuovo-inizio-scambio-sul-posto/>].

GOVERNMENT U.K: “*National Renewable Energy Action Plan for the United Kingdom Article 4 of the Renewable Energy Directive 2009/28/EC*”. [Consultado el 20 de junio de 2013-[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/47871/25-nat-ren-energy-action-plan.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/47871/25-nat-ren-energy-action-plan.pdf)].

GRUPO DEL BANCO MUNDIAL (2013): “*Transmisión de energía eléctrica y pérdidas en la distribución (kWh)*”. [Consultado el 24 de marzo 2013-[http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.KH?order=wbapi\\_data\\_value\\_2010+wbapi\\_data\\_value+wbapi\\_data\\_value-last&sort=asc](http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.KH?order=wbapi_data_value_2010+wbapi_data_value+wbapi_data_value-last&sort=asc)].

GSE: “*Deliberazione ARG/elt n. 74/08: Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo Scambio sul posto (TISP)*”. [Consultado el 17 de junio de 2013- <http://www.gse.it/it/ritiro%20e%20scambio/scambio%20sul%20posto/Pages/default.aspx>].

GSE: “*Documenti. Lo Scambio sul posto: sintetica presentazione dello scambio sul posto* “. [Consultado el 18 de junio de 2013-<http://www.gse.it/it/ritiro%20e%20scambio/scambio%20sul%20posto/Pages/default.aspx>].

GSE:” *Manuali Manuale Utente per la richiesta di trasferimento di titolarità*”. [Consultado el 19 de junio de 2013- <http://www.gse.it/it/ritiro%20e%20scambio/scambio%20sul%20posto/Pages/default.aspx>].

HERRANZ, FERNANDEZ. I (2012):” *Quinto Conto Energia; Incentivos para el sector fotovoltaico en Italia*”. Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Milán. ICEX.

IDAE (2012): “*Referencias sobre autoconsumo de energía eléctrica en la normativa vigente*”, MINETUR. [Consultado el 27 de mayo de 2013-[http://normativa.infocentre.es/wps/wcm/connect/836c69004a451ff6af95bfc540301759/IDAE\\_Nota\\_Legislacion\\_Autoconsumo.pdf?MOD=AJPERES](http://normativa.infocentre.es/wps/wcm/connect/836c69004a451ff6af95bfc540301759/IDAE_Nota_Legislacion_Autoconsumo.pdf?MOD=AJPERES)]

IDAE (2012):” *Referencias sobre autoconsumo de energía eléctrica en la normativa vigente*”. [Consultado el 28 de mayo de 2013-[http://normativa.infocentre.es/wps/wcm/connect/836c69004a451ff6af95bfc540301759/IDAE\\_Nota\\_Legislacion\\_Autoconsumo.pdf?MOD=AJPERES](http://normativa.infocentre.es/wps/wcm/connect/836c69004a451ff6af95bfc540301759/IDAE_Nota_Legislacion_Autoconsumo.pdf?MOD=AJPERES)].

JIMENEZ. R (2010):”*Aspectos legales Paridad de red en España y otros países*”, KPMG. [Consultado el 4 de julio de 2013-[http://www.pvlegal.eu/fileadmin/PVL\\_docs/upload/Mesa\\_4\\_KPMG\\_Ramon\\_Jimenez\\_Paridad\\_Red.pdf](http://www.pvlegal.eu/fileadmin/PVL_docs/upload/Mesa_4_KPMG_Ramon_Jimenez_Paridad_Red.pdf)].

LASHERAS, MIGUEL ANGEL (1999):”*La regulación económica de los servicios públicos*”, Ariel Economía, Barcelona.

LEGIFRANCE: “*Ordonnance n°2011-504 du 9 mai 2011 - art. (V) .article L311-10*”. [Consultado el 16 de junio de 2013 [http://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do;jsessionid=4FE4C0709AFB71DD2AB4BC018C77D50.tpdjo08v\\_2?idSectionTA=LEGISCTA000023986350&cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20120406](http://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do;jsessionid=4FE4C0709AFB71DD2AB4BC018C77D50.tpdjo08v_2?idSectionTA=LEGISCTA000023986350&cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20120406)].

LEGIFRANCE:” *Ordonnance n°2011-504 du 9 mai 2011 - art. (V)*”. [Consultad el 13 de junio de 2013-[http://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do;jsessionid=0131062010188947E1376D7B6E4AA728.tpdjo09v\\_2?idSectionTA=LEGISCTA000023986398&cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20120406](http://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do;jsessionid=0131062010188947E1376D7B6E4AA728.tpdjo09v_2?idSectionTA=LEGISCTA000023986398&cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20120406)].

MARGARIT, R. JAUME (2013):”*XV Forum de l'Energia Sostenible*” APPA. [Consultado el 7 de julio de 2013- [http://www.ecoserveis.net/wp-content/uploads/1.-Jaume-Margarit\\_APPA.pdf](http://www.ecoserveis.net/wp-content/uploads/1.-Jaume-Margarit_APPA.pdf)]

MARTINEZ, D. JOSE MANUEL (2012):”*El coste de las energías renovables, predicciones y paridad con la red*” CONAMA 2012 [Consultado el 2 de abril 2013-<http://www.conama2012.conama.org/web/generico.php?idpaginas=&lang=es&menu=86&id=245&op=view&tipo=C>]

MINETUR (2013): “*El Gobierno adopta medidas para equilibrar el sistema eléctrico en 2013 sin subidas de la luz para los consumidores*”. [Consultado el 5 de junio de 2013- [http://www.minetur.gob.es/eses/gabineteprensa/notasprensa/2011/documents/npmedidas\\_energia\\_010213.pdf](http://www.minetur.gob.es/eses/gabineteprensa/notasprensa/2011/documents/npmedidas_energia_010213.pdf)].

MINETUR: “*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*”. [Consultado el 4 de marzo de 2013-[http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/regimenespecial/documents/boe\\_a\\_2011\\_19242.pdf](http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/regimenespecial/documents/boe_a_2011_19242.pdf)].

MINETUR:” *PRECIO NETO DE LA ELECTRICIDAD PARA USO DOMÉSTICO Y USO INDUSTRIAL*”. [Consultado el 27 de junio de 2013-[http://www.minetur.gob.es/es-ES/IndicadoresyEstadisticas/DatosEstadisticos/IV.%20Energ%C3%ADa%20y%20emisiones/IV\\_9.pdf](http://www.minetur.gob.es/es-ES/IndicadoresyEstadisticas/DatosEstadisticos/IV.%20Energ%C3%ADa%20y%20emisiones/IV_9.pdf)].

MINISTERIO DE CIENCIA Y TECNOLOGIA: “*ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión*”. [Consultado el 25 de mayo de 2013- [http://www.f2i2.net/Documentos/PuntoInfoLSI/rbt/ITC\\_BT\\_40.pdf](http://www.f2i2.net/Documentos/PuntoInfoLSI/rbt/ITC_BT_40.pdf)].

MUÑOZ, M. S y ESTEVE, J. (2009): “*Derecho de la regulación Económica. Vol. I Fundamento e instituciones de la regulación*”. Iustel, Madrid.

MUÑOZ, M. S; SERRANO, M.; BACIGALUPO, M. (2009): “*Derecho de la regulación Económica Vol. III Sector Energético*”. TOMO I. Iustel, Madrid.

NATIONALGRID (2013): “*Distribution Network Operator (DNO) Companies*”. [Consultado el 29 de mayo de 2013- <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/AboutElectricity/DistributionCompanies/>]

OGEM E-SERVE: “*Feed-in Tariff Payment Rate Table for Photovoltaic Eligible Installations for FIT Year 4 (2013/14)*.”[Consultado el 22 de junio de 2013- [http://www.fitariffs.co.uk/library/regulation/1304\\_PV.pdf](http://www.fitariffs.co.uk/library/regulation/1304_PV.pdf)].

PEREZ, S. DAVID (2011): “*Consideraciones y análisis del grid parity y net metering en España*”. Eclaron.

PUENTE. F(2012):” *Servicios innovadores a partir del contador inteligente (SmartRegions)*” [Consultado el 22 de junio de 2013- [https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CC8QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.smartregions.net%2FgetItem.asp%3Fitem%3Ddigistorefile%3B377789%3B1522%26params%3Dopen%3Bgallery&ei=\\_pXiUdCtMKOs7Qbj14CADw&usg=AFQjCNHIFNsHVS-vVxa8TtQiMUz-vFHmG](https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CC8QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.smartregions.net%2FgetItem.asp%3Fitem%3Ddigistorefile%3B377789%3B1522%26params%3Dopen%3Bgallery&ei=_pXiUdCtMKOs7Qbj14CADw&usg=AFQjCNHIFNsHVS-vVxa8TtQiMUz-vFHmG)].

RED ELECTRICA DE ESPAÑA (2013): “*Transporte de energía eléctrica, Transporte*”. [Consultado el 25 de abril de 2013- <http://www.ree.es/transporte/transporte.asp>].

RENEW ON LINE (UK) 27:” *Solarnet- net metering breakthrough*”. [Consultado el 24 de junio de 2013-<http://eeru.open.ac.uk/natta/renewonline/rol27/2.html>].

RIVERO, R (2006):” *Introducción al derecho administrativo económico*”, (3ª ED), Ratio Legis, Salamanca.

RIVERO, T. PEDRO (2009): “*El sector eléctrico en España*”, Revista Económica de Catalunya nº 57, página 28-40.

RUIZ, MOLINA. Mª U (2003): “*LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y ELEGIBILIDAD: CONSECUENCIAS PARA EL CONSUMIDOR*” Universitat Jaume I.

STIGLER, G. J. (1971): “*The Theory of Economic Regulation*”, Bell Journal of Economics and Management Science 2, 1, páginas. 3-21.

SUELOSOLAR (2011):”*El diseño del Balance Neto Fotovoltaico según IDAE*”. [Consultado el 18 de junio de 2013-<http://www.suelosolar.es/newsolares/newsol.asp?id=6461>].

SUN POWER(2011):” *El camino hacia el Auto-Consumo en Europa: Algunas ideas para España*”[Consultado el 6 de junio de 2013- [https://www.google.es/url?sa=t&r=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CD4QFjAA&url=http%3A%2F%2Funef.es%2Ffiles%2F20120920\\_SunPower.-El-camino-hacia-el-autoconsumo-en-Europa\\_-algunas-ideas-para-Espa%25C3%25B1a.pdf&ei=7fbhUayrOua57AaRt4CYAg&usg=AFQjCNFr2ZBQELTaiYprpS3ifkGs1NK65w](https://www.google.es/url?sa=t&r=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CD4QFjAA&url=http%3A%2F%2Funef.es%2Ffiles%2F20120920_SunPower.-El-camino-hacia-el-autoconsumo-en-Europa_-algunas-ideas-para-Espa%25C3%25B1a.pdf&ei=7fbhUayrOua57AaRt4CYAg&usg=AFQjCNFr2ZBQELTaiYprpS3ifkGs1NK65w)].

SUNEDISON (2011):” *ENABLING THE EUROPEAN CONSUMER TO GENERATE POWER FOR SELF-CONSUMPTION*”. [Consultado el 25 de mayo de 2013- [http://www.sunedison.com/wps/wcm/connect/35bfb52a-ec27-4751-8670-fe6e807e8063/SunEdison\\_PV\\_Self-consumption\\_Study\\_high\\_resolution\\_\(13\\_Mb\).pdf?MOD=AJPERES](http://www.sunedison.com/wps/wcm/connect/35bfb52a-ec27-4751-8670-fe6e807e8063/SunEdison_PV_Self-consumption_Study_high_resolution_(13_Mb).pdf?MOD=AJPERES)]

## ANEJO I. Análisis económico mediante pay-back

Para determinar la importancia de los peajes de acceso a la red en la modalidad de suministro de energía eléctrica por Balance Neto. Es preciso realizar un simple análisis económico a través de una herramienta catalogada dentro del análisis de coste-beneficios. Utilizando como instrumento el pay-back para establecer el plazo de recuperación de la inversión. Sumando los flujos de caja hasta igualar la cuantía de la inversión inicial. De este modo cuando la inversión haya sido amortizada el consumidor-productor obtendrá beneficios, traducidos en el ahorro de la factura eléctrica.

Para realizar este análisis económico he tomado cuatro tipos de instalaciones solares fotovoltaicas cada una con su correspondiente potencia contratada. La primera con un potencia de 4 kWh, enfocada a pequeñas instalaciones residenciales, la segunda con un porcentaje de 30 kWh orientada a pequeñas empresas, la tercera de 70 kWh destinada a empresas de mayor tamaño y la cuarta aferrada a la potencia límite instaurada por el Balance Neto de 100 kWh.

<b>Tipos de instalaciones</b>	<b>Supuesto 1</b>	<b>Supuesto 2</b>	<b>Supuesto 3</b>	<b>Supuesto 4</b>
Potencia instalaciones kWh	4 kWh	30 kWh	70 kWh	100 kWh

Tabla 10: Potencia de las instalaciones para cada tipo de supuesto. Fuente: Elaboración propia.

Cada tipo de instalación esta acogida a una tipología de tarifas eléctricas específicas, siguiendo las pautas marcadas por la Orden Ministerial ET/843/2012, que no ha sido modificada en lo relativo a las tarifas y peajes por la IET/221/2013. De este modo la instalación de 4 kWh se acogen a una tarifa eléctrica 2.0.A, la instalación de 30 kWh se aferra a una tarifa eléctrica 3.1.A. Mientras las instalaciones de 70 kWh y 100 kWh soportarán la tarifa eléctrica 3.0.A. Estas tarifas eléctricas están formadas por tres criterios, el precio de la energía, el término variable de las tarifas de acceso y el término fijo de las tarifas de acceso, como se presenta la siguiente tabla.

Tarifas	Precio de la electricidad €/ kWh	Termino variable de la tarifa de acceso €/kWh	Termino fijo de la tarifa de acceso €/kWh
2.0A	0,0507	0,6366	16,6331
3.0A	0,0495	0,0347	8,0304
3.1A	0,0497	0,0307	10,3190

Tabla 11: Tipos de tarifas eléctricas. Fuente: CNE

Las tecnologías solares fotovoltaicas se nutren de la irradiación solar siguiendo una tendencia progresiva. Así cuanto mayor es la irradiación solar, mayor será la generación de la instalación. El Real Decreto 314/2006 establece la división del territorio nacional en diferentes zonas. A las cuales les otorga una cantidad de horas de sol anuales. Establecido con este criterio la cuantía de generación de las instalaciones. Es preciso matizar que el cálculo es aproximado, ya que no sigue una tendencia constante. Debido que la irradiación solar depende de muchos factores que se escapan del control estadístico. Para este análisis concreto tomaremos la zona catalogada como III, donde se ubica la provincia Salamanca, centrando el análisis en instalaciones fijas, sin movimientos rotarios de sus ejes. Tomando como referencia las 1.492 horas solares por años, instauradas para la Zona III y las tecnologías solares fotovoltaicas con instalaciones fijas. La siguiente figura muestra las horas de equivalencia solar así como los tipos de zonas y estructura de las instalaciones.

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año				
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Instalación fija . . . . .	1.232	1.362	1.492	1.632	1.753
Instalación con seguimiento a 1 eje . . . . .	1.602	1.770	1.940	2.122	2.279
Instalación con seguimiento a 2 ejes . . . . .	1.664	1.838	2.015	2.204	2.367

Figura 34: Tipo irradiación solar según zona e instalación. Fuente: Real Decreto 314/2006.

La determinación de la parte variable de los peajes de acceso para el autoconsumo y la energía diferida es un tema vital para la rentabilidad del Balance Neto. Para ello tomare tres tipos de peajes de acceso, un peaje reducido de 0,02 c€/kWh, un peajes que refleja los costes de acceso al Balance Neto aceptables de 0,077 c€/kWh y un peajes el cual incurre todos los costes de acceso, tanto los aceptables como los discutibles de 1,33 c€/kWh. La siguiente figura muestra aquellos costes aceptables, así



como los discutibles a la hora de determinar los peajes de acceso para el autoconsumo y la energía diferida en modalidad de Balance Neto.

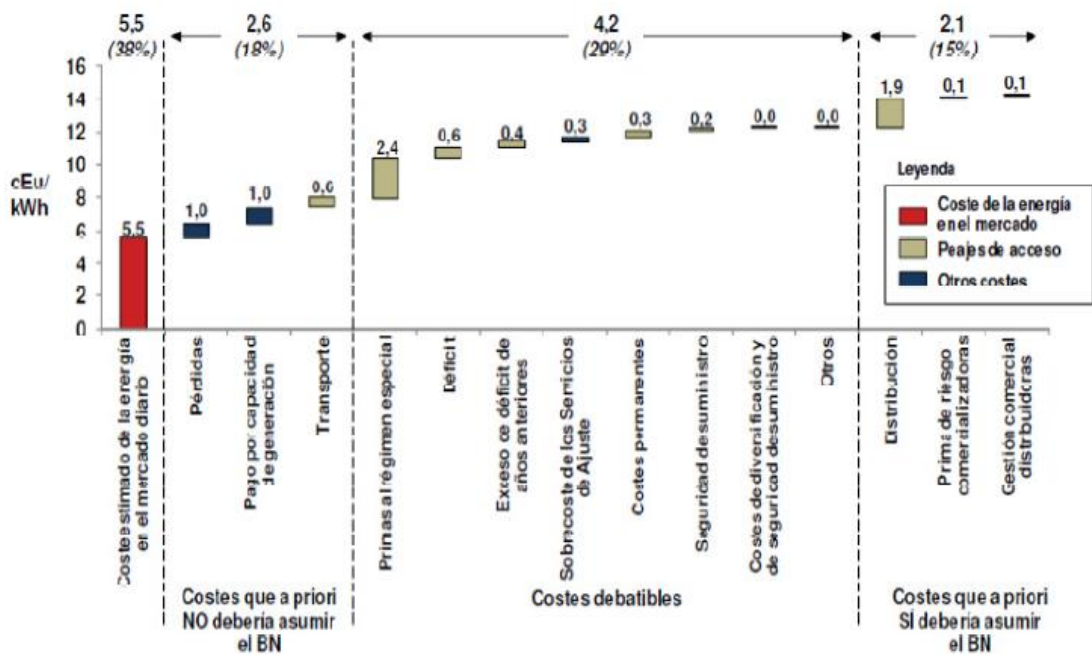


Figura 35: Estructura del sistema de peajes, costes asumibles y debatibles. Fuente: IDAE.

En cuanto a la energía autoconsumida instantáneamente, la energía diferida utilizando la red como *back up* y la energía importada de la red. Se establece los siguientes supuestos, un escenario donde se autoconsume el 100% de la energía generada por la instalación solar fotovoltaica, de modo que no es preciso diferir energía a la red ni comprar energía al comercializador. Una segunda situación donde se autoconsume el 70% generado, se difiere el 15% y se compra a la comercializadora el otro 15%. Un tercer escenario donde se autoconsume el 50% generado, se difiere el 25% así como esa cifra sea la que se importa. Un cuarto contexto donde se autoconsume el 30% de la energía eléctrica generada en la instalación, se difiere el 30% y se importa de la red un 40%. La siguiente tabla esclarece los cuatro escenas planteados así como los porcentajes de autoconsumo, de energía diferida e importada acorde a cada supuesto.

Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3	Supuesto 4
Autoconsumido 100%	Autoconsumido 70%	Autoconsumido 50%	Autoconsumido 30%
Diferido 0%	Diferido 15%	Diferido 25%	Diferido 30%
Importado	Importado	Importado	Importado

0%	15%	25%	40%
----	-----	-----	-----

Tabla 12: Tipo de supuestos, según energía autoconsumida, diferida e importada Fuente: Elaboración propia.

Para realizar los cálculos de los costes para las instalaciones solares fotovoltaicas he tomado información facilitada por UNEF, así como SOLECO, relativa a tipos de paneles fotovoltaicos, precio por módulos, coste de mantenimiento, seguros de mantenimientos, porcentaje de permiso de obra, coste de la conexión. Datos necesarios para establecer el coste total de la inversión así como el coste total del mantenimiento anual de las instalaciones con balance neto. En la siguiente tabla se pueden observar estos tipos de costes, en relación a la potencia nominal de cada instalación, su correspondiente potencia pico y las hora de sol.

<b>Potencia Nominal kWn</b>	4	30	70	100
<b>Potencia pico kWp</b>	4,4	33	77	110
<b>Horas nominales de mapa</b>	1.492	1.492	1.492	1.492
<b>kWh anuales</b>	5.968	44.760	104.440	149.200
<b>Coste de la instalación €</b>	15.840	75.900	161.700	205.000
<b>Coste de la instalación €/Wp</b>	3,6	2,3	2,1	2,05
<b>Coste permiso de obras €</b>	633	3036	6468	8.200
<b>Coste conexión €</b>	68	3.000	7.000	10.000
<b>TOTAL INVERSION €</b>	16.541	81.936	17.5168	223.200
<b>Gastos anuales mantenimiento €</b>	375	660	1.540	2.200
<b>Gastos anuales de seguro €</b>	112	189	574	850
<b>Otros gastos anuales €</b>	60	60	60	60
<b>TOTAL ANUAL €</b>	547	909	2.174	3.110

Tabla 13: Costes de inversión y coste de mantenimiento. Fuente: Elaboración propia.

Para contabilizar el paso del tiempo, he aplicado un incremento del precio de la energía eléctrica de un 10% anual, así como una progresiva obsolescencia de la tecnológica solar fotovoltaica instalada de un 0,96% anual.

Para realizar el análisis económico, es preciso la construcción de una tabla de Excel introduciendo los datos descritos anteriormente, de este modo podemos obtener el plazo de recuperación de las inversiones con las variables establecidas, para los supuestos y escenarios descrito.

La siguiente tabla muestra las variables usadas para calcular el plazo de recuperación de las inversiones, aplicando las variables de la potencia instalada, las horas solares, los costes de la inversión, el precio de kWh según la correspondiente tarifas, los tipos de peajes así como los porcentajes de energía eléctrica autoconsumida, diferida y generada, para cada tipo de instalación.

POTENCIA				OBSOLESCENCIA PRODUCTIVA	0,996			
HORAS SOLARES	1492							
COSTES INVERSON TOTAL		€						
PRECIO ACTUAL Kw		€		PEAJE AUTOCONSUMO	€		AUTOCONSUMO	
AUMENTO ANUAL PRECIO Kw	0,1	10%		PEAJE DIFERIDO	€		DIFERIDO	
AUMENTO IPC	0,015	1,50%					IMPORTADO	

Figura 36: Variables para calcular el pay-back. Fuente: Elaboración propia.

Es preciso determinar que en los supuesto que el autoconsumo es superior al 70%, el plazo de recupera de la inversión tiende a ser rentable, con un periodo aproximado de 8-14 años. Los porcentajes de los peajes ayudan a una mayor recuperación de la inversión, son condiciones necesarias pero no suficientes, para el suministro de Balance Neto sea rentable.

La siguiente tabla muestra el procedimiento para calcular el pay-back de una instalación solar fotovoltaica con una potencia contratada de 70 kWh y acogida a tarifa 3.0A, con una cantidad de energía autoconsumida del 70% una diferida del 15% y una importada de la red del 15%. Aplicando un peaje de acceso de 0,077 c€, contabilizando los costes de mantenimiento y acogida a la zona III con una irradiación de 1.492 horas anuales. Estableciendo que el pay-back será de 13 años, obteniendo beneficios durante 17 años, ya que la vida útil de una instalación solar fotovoltaica se estima en 30 años.

PERIODO	Energía consumida Kw	PRECIO Kw	AUTOCONSUMO Kw	DIFERIDO Kw	IMPORTADO Kw	€ TOTAL PEAJE AUTOCONSUMO	€ TOTAL PEAJE DIFERIDO	VALOR TOTAL AUTOCONSUMO €	VALOR TOTAL IMPORTADO €	COSTES MANTENIMIENTO	VALOR AHORRO €	DEVOLUCION INVERSION
1	104440	0,22	73108	15666	15666	5117,56	1096,62	10966,2	3446,52	2174	4249,06	-170918,94
2	104022,24	0,242	72815,568	15603,336	15603,336	5097,08976	1092,23352	12524,2777	3776,007312	2206,61	5449,426864	-165469,5131
3	103606,151	0,2662	72524,3057	15540,9227	15540,9227	5076,701401	1087,864586	14229,26878	4136,993611	2239,70915	6764,701437	-158704,8117
4	103191,726	0,29282	72234,2085	15478,759	15478,759	5056,394595	1083,513128	16095,22634	4532,4902	2273,304787	8205,918224	-150498,8935
5	102778,96	0,322102	71945,2717	15416,8439	15416,8439	5036,169017	1079,179075	18137,54688	4965,796263	2307,404359	9785,167181	-140713,7263
6	102367,844	0,3543122	71657,4906	15355,1766	15355,1766	5016,024341	1074,862359	20373,09879	5440,526386	2342,015424	11515,69463	-129198,0317
7	101958,372	0,38974342	71370,8606	15293,7558	15293,7558	4995,960244	1070,562909	22820,36306	5960,640709	2377,145656	13412,01379	-115786,0179
8	101550,539	0,42871776	71085,3772	15232,5808	15232,5808	4975,976403	1066,280658	25499,58741	6530,47796	2412,802841	15490,02595	-100295,9919
9	101144,337	0,47158954	70801,0357	15171,6505	15171,6505	4956,072497	1062,015535	28432,95522	7154,791653	2448,994883	17767,15315	-82528,83878
10	100739,759	0,51874849	70517,8315	15110,9639	15110,9639	4936,248207	1057,767473	31644,77056	7838,789736	2485,729807	20262,48354	-62266,35523
11	100336,8	0,57062334	70235,7602	15050,52	15050,52	4916,503214	1053,536403	35161,66095	8588,178034	2523,015754	22996,93075	-39269,42448
12	99935,4531	0,62768568	69954,8172	14990,318	14990,318	4896,837201	1049,322257	39012,79945	9409,207854	2560,86099	25993,40835	-13276,01613
13	99535,7113	0,69045424	69674,9979	14930,3567	14930,3567	4877,249852	1045,124968	43230,14807	10308,72813	2599,273905	29277,02107	16001,00494
14	99137,5684	0,75949967	69396,2979	14870,6353	14870,6353	4857,740853	1040,944469	47848,72431	11294,24253	2638,263013	32875,27429	48876,27923
15	98741,0182	0,83544963	69118,7127	14811,1527	14811,1527	4838,30989	1036,780691	52906,89334	12373,97212	2677,836959	36818,30357	85694,5828
16	98346,0541	0,9189946	68842,2379	14751,9081	14751,9081	4818,95665	1032,633568	58446,68801	13556,92385	2718,004513	41139,12607	126833,7089
17	97952,6699	1,01089406	68566,8689	14692,9005	14692,9005	4799,680824	1028,503034	64514,15946	14852,96578	2758,774581	45873,91607	172707,6249
18	97560,8592	1,11198346	68292,6014	14634,1289	14634,1289	4780,4821	1024,389021	71159,76132	16272,9093	2800,156199	51062,30679	223769,9317
19	97170,6158	1,22318181	68019,431	14575,5924	14575,5924	4761,360172	1020,291465	78438,77052	17828,59943	2842,158542	56747,72107	280517,6528
20	96781,9333	1,34549999	67747,3533	14517,29	14517,29	4742,314731	1016,2103	86411,74845	19533,01354	2884,79092	62977,73369	343495,3865
21	96394,8056	1,48004999	67476,3639	14459,2208	14459,2208	4723,345472	1012,145458	95145,04615	21400,36963	2928,062784	69804,46827	413299,8548
22	96009,2263	1,62805499	67206,4584	14401,3839	14401,3839	4704,45209	1008,096876	104711,3578	23446,24497	2971,983726	77285,0322	490584,887
23	95625,1894	1,79086049	66937,6326	14343,7784	14343,7784	4685,634282	1004,064489	115190,327	25687,70599	3016,563482	85481,99304	570666,88
24	95242,6887	1,96994654	66669,8821	14286,4033	14286,4033	4666,891745	1000,048231	126669,2114	28143,45068	3061,811934	94463,90059	670530,7806
25	94861,7179	2,16694119	66403,2025	14229,2577	14229,2577	4648,224178	996,0480381	139243,6105	30833,96457	3107,739113	104305,8587	774836,6393
26	94482,271	2,38363531	66137,5897	14172,3407	14172,3407	4629,631281	992,063846	153018,2628	33781,69158	3154,3552	115090,1521	889926,7915
27	94104,342	2,62199884	65873,0394	14115,6513	14115,6513	4611,112756	988,0955906	168107,92	37011,22129	3201,670528	126906,9325	1016833,724
28	93727,9246	2,88419872	65609,5472	14059,1887	14059,1887	4592,668305	984,1432082	184638,3039	40549,49405	3249,695586	139854,9711	1156688,695
29	93353,0129	3,17261859	65347,109	14002,9519	14002,9519	4574,297632	980,2066354	202747,1555	44426,02568	3298,44102	154042,4822	1310731,177
30	92979,6008	3,48988045	65085,7206	13946,9401	13946,9401	4556,000441	976,2858088	222585,3837	48673,15374	3347,917635	169588,0265	1480319,204

Figura 37: Modelo de resultado de tabla de Excel. Fuente: Elaboración propia.

A medida que disminuye los peajes de acceso y aumenta la potencia instalada el plazo de recuperación será mayor, lo cual se traduce en la existencia de economías de escalas. Dando paso a una posible conexión múltiple y un aumento de la potencia instalada con el transcurso del tiempo. Cuando el consumo instantáneo es menor al 60%, el plazo de recuperación de la instalación con el sistema de peajes no es rentable, siendo mayor a 30 años.

En la siguiente tabla se muestra el pay-back, para los cuatro supuestos establecidos anteriormente dependiendo del tipo de peaje de acceso establecido. Comprendiendo que un alzo de recuperación menor a 10-15 años es considera viables, un plazo de 15-20 años produce incertidumbre al inversor y un plazo mayor a 30 años es ineficiente para el modelo. Así se muestra como cuando mayor sea la potencia instada, mayor sea la energía eléctrica autoconsumida instantáneamente y menores serán los tipos de peajes; el pay-back de las instalaciones será menor.

<b>Potencia 4 kWh</b>	<b>Supuesto 1 ( pay-back )</b>	<b>Supuesto 2 ( pay-back )</b>	<b>Supuesto 3 ( pay-back )</b>	<b>Supuesto 4 ( pay-back )</b>
Peajes 0,02 c€	12	+30	19	+30
Peaje 0,077 c€	14	+30	21	+30
Peaje 1,13 c€	+30	+30	+30	+30
<b>Potencia 30 kWh</b>	<b>Supuesto 1 ( pay-back )</b>	<b>Supuesto 2 ( pay-back )</b>	<b>Supuesto 3 ( pay-back )</b>	<b>Supuesto 4 ( pay-back )</b>
Peajes 0,02 c€	8	+30	12	+30
Peaje 0,077c€	9	+30	+30	+30
Peaje 1,13 c€	+30	+30	+30	+30
<b>Potencia 70 kWh</b>	<b>Supuesto 1 ( pay-back )</b>	<b>Supuesto 2 ( pay-back )</b>	<b>Supuesto 3 ( pay-back )</b>	<b>Supuesto 4 ( pay-back )</b>
Peajes 0,02 c€	8	+30	11	+30
Peaje 0,077c€	11	+30	13	+30
Peaje 1,13 c€	+30	+30	+30	+30
<b>Potencia 100 kWh</b>	<b>Supuesto 1 ( pay-back )</b>	<b>Supuesto 2 ( pay-back )</b>	<b>Supuesto 3 ( pay-back )</b>	<b>Supuesto 4 ( pay-back )</b>
Peajes 0,02 c€	8	+30	12	+30
Peaje 0,077c€	9	+30	14	+30
Peaje 1.13 c€	+30	+30	+30	+30

Tabla 14: Pay-back según instalaciones y peajes. Fuente: Elaboración propia.

Es preciso incentivar este modelo de autoconsumo, siguiendo modelos como el de California, o el de Alemania. De este modo con una FIT al autoconsumo, la orientación de la instalación se no vera trastocada. Ya que se centrara en la generación de energía para el autoconsumo y no la exportación neta. Una FIT orientada hacia el autoconsumo instantáneo permitirá rentabilizar el plazo de recuperación de las inversiones. Favoreciendo el fomento de las instalaciones de energías renovables acogidas al suministro de energía eléctrica con Balance Neto. Aportando una mayor consistencia a la consecución de objetivos de eficiencia energética y a la sostenibilidad medioambiental.

## **ANEJO II. Cronología regulatoria del sector eléctrico español.**

### **Leyes**

LEY 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico

LEY 66/1997, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social.

LEY 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos

LEY 50/1998, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

LEY 9/2001, de 4 de junio, por la que se modifica la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, determinados artículos de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, y determinados artículos de la Ley 46/1998, de 17 de diciembre, sobre introducción del euro.

LEY 8/2001, de 26 de noviembre, de Creación de la Agencia Valenciana de la Energía.

LEY 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social

LEY 2/2002, de 25 de abril, de Protección de la Calidad del Suministro Eléctrico en Extremadura y RECURSO de inconstitucionalidad número 4573-2002, promovido por el Presidente del Gobierno, en relación con determinados preceptos de la Ley de Extremadura 2/2002, de 25 de abril, de Protección de la Calidad de Suministro Eléctrico en Extremadura.

LEY 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

LEY 4/2003, de 23 de septiembre, de creación de la Agencia Andaluza de la Energía

LEY 36/2003, de 11 de noviembre, de medidas de reforma económica

LEY 62/2003, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social

LEY 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad.

LEY 8/2005, de 21 de diciembre, de modificación de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.

LEY 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

LEY 11/2009, de 26 de octubre, por la que se regulan las Sociedades Anónimas Cotizadas de Inversión en el Mercado Inmobiliario.

LEY 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

LEY 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos.

LEY 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

LEY 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013.

### **Reales Decretos-ley**

REAL DECRETO-LEY 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia.

REAL DECRETO-LEY 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

REAL DECRETO-LEY 2/2001, de 2 de febrero, por el que se modifica la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y determinados artículos de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia y RESOLUCIÓN de 22 de febrero de 2001, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del acuerdo de convalidación del Real Decreto-ley 2/2001

REAL DECRETO-LEY 5/2004, de 27 de agosto, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

REAL DECRETO-LEY 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública.

REAL DECRETO-LEY 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.

REAL DECRETO-LEY 4/2006, de 24 de febrero, por el que se modifican las funcionales de la Comisión Nacional de Energía.

REAL DECRETO-LEY 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.

REAL DECRETO-LEY 9/2006, de 15 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes para paliar los efectos producidos por la sequía en las poblaciones y en las explotaciones agrarias de regadío en determinadas cuencas hidrográficas.

REAL DECRETO-LEY 11/2007, de 7 de diciembre, por el que se detrae de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica el mayor ingreso derivado de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

REAL DECRETO-LEY 1/2009, de 23 de febrero, de medidas urgentes en materia de telecomunicaciones.

REAL DECRETO-LEY 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

REAL DECRETO-LEY 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo.

REAL DECRETO-LEY 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.



REAL DECRETO LEY 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

REAL DECRETO LEY 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes.

REAL DECRETO LEY 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

REAL DECRETO LEY 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social.

REAL DECRETO LEY 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

### **Reales Decretos**

REAL DECRETO 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las Empresas gestoras del servicio.

REAL DECRETO 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la Tarifa Eléctrica para 1998.

REAL DECRETO 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

REAL DECRETO 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica.

REAL DECRETO 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

REAL DECRETO 2020/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece un régimen de ayudas para la minería del carbón y el desarrollo alternativo de las zonas mineras.

REAL DECRETO 437/1998, de 20 de marzo, por el que se aprueban las normas de adaptación del Plan General de Contabilidad a las empresas del sector eléctrico.

REAL DECRETO 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración y SENTENCIA de 2 de abril de 2001, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por la que se anulan los dos últimos párrafos de la disposición transitoria primera del Real Decreto 2818/1998.

REAL DECRETO 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

REAL DECRETO 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen Tarifas de Acceso a las redes.

REAL DECRETO 2821/1998, de 23 de diciembre, por el que se establece la Tarifa Eléctrica para 1999.

REAL DECRETO 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de la Energía.

REAL DECRETO 1464/1999, de 17 de septiembre, sobre actividades de la primera parte del ciclo del combustible nuclear.

REAL DECRETO 2066/1999, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2000.

REAL DECRETO 277/2000, de 25 de febrero, por el que se establece el procedimiento de separación jurídica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.

REAL DECRETO 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

REAL DECRETO 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

REAL DECRETO 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2001.

REAL DECRETO 3487/2000, de 29 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía.

REAL DECRETO 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

REAL DECRETO 1232/2001, de 12 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento del procedimiento de autorización previsto en el artículo 24 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios.

REAL DECRETO 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002.

REAL DECRETO 385/2002, de 26 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica y SENTENCIA de 24 de noviembre de 2003, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por la que se anula el artículo 30 del Real Decreto 385/2002, de 26 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica.

REAL DECRETO 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

REAL DECRETO 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

REAL DECRETO 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.

REAL DECRETO 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.

REAL DECRETO 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003.

REAL DECRETO 1349/2003, de 31 de octubre, sobre ordenación de las actividades de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA), y su financiación.

REAL DECRETO 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004.

REAL DECRETO 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

REAL DECRETO 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

REAL DECRETO 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

REAL DECRETO 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005.

REAL DECRETO 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.

REAL DECRETO 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.

REAL DECRETO 470/2006, de 21 de abril, por el que se modifica el porcentaje sobre la tarifa eléctrica correspondiente a la moratoria nuclear como coste con destino específico.

REAL DECRETO 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006.

REAL DECRETO 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007.

REAL DECRETO 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

REAL DECRETO 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007.

REAL DECRETO 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

REAL DECRETO 1261/2007, de 24 de septiembre, por el que se establece la prima al consumo de carbón autóctono para los años comprendidos entre 1999 y 2006.

REAL DECRETO 1767/2007, de 28 de diciembre, por el que se determinan los valores a aplicar en el año 2008 para la financiación de los costes correspondientes a la gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado, y al desmantelamiento y clausura de instalaciones.

REAL DECRETO 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

REAL DECRETO 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

REAL DECRETO 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

REAL DECRETO 324/2008, de 29 de febrero, por el que se establecen las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía eléctrica.

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.

REAL DECRETO 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones técnicas complementarias EA-01 a EA-07.

REAL DECRETO 40/2009, de 23 de enero, por el que se determinan los valores a aplicar para la financiación de los costes correspondientes a la gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado, y al desmantelamiento y clausura de instalaciones.

REAL DECRETO 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

REAL DECRETO 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador.

REAL DECRETO 1301/2009, de 31 de julio, por el que se crea la Comisión interministerial para la designación de la sociedad gestora del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.

REAL DECRETO 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

REAL DECRETO 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

REAL DECRETO 249/2010, de 5 de marzo, por el que se adaptan determinadas disposiciones en materia de energía y minas a lo dispuesto en la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

REAL DECRETO 339/2010, de 19 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida, para adecuarlo a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

REAL DECRETO 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico

REAL DECRETO 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial

REAL DECRETO 1202/2010, de 24 de septiembre, por el que se establecen los plazos de revisión de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

REAL DECRETO 1221/2010, de 1 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

REAL DECRETO 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

REAL DECRETO 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.

REAL DECRETO 302/2011, de 4 de marzo, por el que se regula la venta de productos a liquidar por diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por los comercializadores de último recurso del sector eléctrico.

REAL DECRETO 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.

REAL DECRETO 1307/2011, de 26 de septiembre, por el que se modifica el Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulación del déficit del sistema eléctrico.

REAL DECRETO 1544/2011, de 31 de octubre de 2011, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

REAL DECRETO 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico



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.

REAL DECRETO 417/2012, de 24 de febrero, por el que se modifica el Real Decreto 648/2011, de 9 de mayo, de concesión directa de subvenciones para la adquisición de vehículos eléctricos, en el marco del Plan de Acción 2010-2012 del Plan integral de impulso al vehículo eléctrico en España 2010-2014.

REAL DECRETO 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW.

### **Órdenes Ministeriales**

ORDEN de 12 de enero de 1995 de definición y aplicación de las tarifas

ORDEN de 29 de diciembre de 1997 por la que se desarrollan algunos aspectos del R.D. 2019/1997, de 26 diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

ORDEN de 14 de julio de 1998 por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

ORDEN de 17 diciembre 1998 por la que se modifica la de 29 de diciembre 1997, que desarrolla algunos aspectos del R.D. 2019/1997, de 26 diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

ORDEN de 22 de febrero de 1999 por la que se establecen directrices referentes a la información contable trimestral a presentar por las empresas que realicen actividades eléctricas.

ORDEN de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.

ORDEN de 14 de junio de 1999 por la que se establece la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

ORDEN de 29 de octubre de 1999 por la que se establece para 1999, la prima al consumo de carbón autóctono.

ORDEN de 10 de marzo de 2000 por la que se modifican las Instrucciones Técnicas Complementarias MIE-RAT 01, MIE-RAT 02, MIE-RAT 06, MIE-RAT 14, MIE-RAT 15, MIE-RAT 16, MIE-RAT 17, MIE-RAT 18, MIE-RAT 19 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

ORDEN de 19 de octubre de 2000 por la que se establecen normas de presentación de información contable para las empresas que realicen actividades eléctricas.

ORDEN de 21 de noviembre de 2000 por la que se establece para el año 2000 y siguientes, la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas.

ORDEN de 28 de marzo de 2001 por la que se desarrolla la disposición final primera del Real Decreto 437/1998, de 20 de marzo, por el que se aprueban las Normas de Adaptación del Plan General de Contabilidad a las Empresas del Sector Eléctrico, como consecuencia de los cambios operados en la normativa del sector eléctrico.

ORDEN de 25 de abril de 2001 por la que se establece para el año 2000 la prima al consumo de carbón autóctono.

ORDEN de 30 de mayo de 2001 por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.

ORDEN de 10 de octubre de 2001 por la que se establece un plan de financiación extraordinario con cargo a la asignación específica de los costes de transición a la competencia para "*Elcogás, Sociedad Anónima*".

ORDEN de 26 de noviembre de 2001 por la que se establece para el año 2001 la prima al consumo de carbón autóctono.

ORDEN ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico.

ORDEN FOM/1100/2002, de 8 de mayo, por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores eléctricos de inducción, clase 2, en conexión directa, a tarifa simple o a tarifas múltiples, destinados a la medida de la energía eléctrica activa en intensidad de corriente eléctrica monofásica y polifásica de frecuencia 50 Hz, en sus fases de verificación después de reparación o modificación y de verificación periódica.

ORDEN ECO/1588/2002, de 12 de junio, por la que se establece para el año 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingreso en las liquidaciones de las actividades reguladas.

ORDEN ECO/3146/2002, de 25 de noviembre, por la que se establece para el año 2002 la prima al consumo de carbón autóctono.

ORDEN ECO/63/2003, de 9 de enero, de modificación de la Orden de 19 de octubre de 2000, por la que se establecen normas de presentación de información contable para las empresas que realicen actividades eléctricas.

ORDEN ECO/2714/2003, de 25 de septiembre, por la que se desarrolla el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, en lo referente a la cesión y/o titulación del coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003 y del coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes extrapeninsulares.

ORDEN ECO/2930/2003, de 3 de octubre, por la que se dispone la publicación del Acuerdo de 26 de septiembre de 1993 del Consejo de Ministros, por el que de conformidad con lo dispuesto en el apartado 3 de la disposición adicional vigésima séptima de la Ley 55/1999, de 29 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social, se decide autorizar, sometiéndolo a determinadas condiciones, el ejercicio de los derechos correspondientes al incremento del 27,94% de la participación indirecta de EDP-Electricidade de Portugal, S.A. en el capital de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.

ORDEN ECO/3888/2003, de 18 de diciembre, por la que se dispone la publicación del Acuerdo de Consejo de Ministros de 28 de noviembre de 2003, por el que se aprueba el Documento de Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012.

ORDEN ITC/2670/2005, de 3 de agosto, por la que se determina la información que los distribuidores de energía eléctrica deben remitir a la Comisión Nacional de Energía para la elaboración de una propuesta de nueva metodología de retribución a la distribución.

ORDEN ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

ORDEN ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

ORDEN ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

ORDEN ITC/2129/2006, de 30 de junio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2006.

ORDEN ITC/3990/2006, de 28 de diciembre, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el primer semestre de 2007.

ORDEN ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular.

ORDEN ITC/843/2007, de 28 de marzo, por la que se modifica la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

ORDEN ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

ORDEN ITC/1673/2007, de 6 de junio, por la que se aprueba el programa sobre condiciones de aplicación de aportación de potencia al sistema eléctrico de determinados productores y consumidores asociados que contribuyan a garantizar la seguridad de suministro eléctrico.

ORDEN ITC/1728/2007, de 8 de junio, por la que se regula la transferencia de fondos de la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en el año 2007, para la ejecución de las medidas del Plan de Acción 2005-2007 de la estrategia de ahorro y eficiencia energética 2004-2012 (E4), y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan.

ORDEN ITC/1865/2007, de 22 de junio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2007 y en el primer semestre de 2008.

ORDEN PRE/2017/2007, de 6 de julio, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta.

ORDEN ITC/2334/2007, de 30 de julio, por la que se desarrolla el Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006, en lo referente al derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005 y su régimen de cesión.

ORDEN ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

ORDEN ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

ORDEN ITC/3022/2007, de 10 de octubre, por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores de energía eléctrica, estáticos combinados, activa, clases a, b y c y reactiva, clases 2 y 3, a instalar en suministros de energía eléctrica hasta una potencia de 15 kW de activa que incorporan dispositivos de discriminación horaria y telegestión, en las fases de evaluación de la conformidad, verificación después de reparación o modificación y de verificación periódica.

ORDEN ITC/3315/2007, de 15 de noviembre, por la que se regula, para el año 2006, la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente.

ORDEN ITC/3666/2007, de 14 de diciembre, por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas a la industria minera del carbón para los ejercicios de 2008, 2009 y 2010, correspondientes a las previstas en el artículo 5.3 del reglamento (CE) n.º 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón.

ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.

ORDEN ITC/675/2008, de 7 de marzo, por la que se regula la transferencia de fondos, con cargo a la tarifa eléctrica, de la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en el año 2008, para la ejecución de las medidas del plan de acción 2008-2012, de la estrategia de ahorro y eficiencia energética 2004-2012 y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan.

ORDEN ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta.

ORDEN ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008.

ORDEN ITC/1934/2008, de 3 de julio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2008.

ORDEN ITC/2308/2008, de 31 de julio, por la que se corrigen errores de la Orden ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008.

ORDEN ITC/3186/2008, de 4 de noviembre, por la que se regulan las ayudas al transporte de carbón autóctono entre cuencas mineras para las anualidades de 2008, 2009 y 2010.

ORDEN ITC/3789/2008, de 26 diciembre, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el primer semestre de 2009.

ORDEN ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.

ORDEN ITC/81/2009, de 28 de enero, por la que se aprueban actuaciones excepcionales en la red de transporte de energía eléctrica y se incorporan a la planificación vigente.

ORDEN ITC/82/2009, de 30 de enero, por la que se pospone el cierre del plazo de presentación de solicitudes de instalaciones fotovoltaicas al registro de pre-asignación de retribución, establecido en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.

ORDEN ITC/885/2009, de 2 de abril, por la que se regula las transferencias de fondos, con cargo a la tarifa eléctrica y a los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas, de la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en el año 2009, para la ejecución de las medidas del plan de acción 2008-2012 de la estrategia de ahorro y eficiencia energética 2004-2012 (E4), y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan.

ORDEN ITC/1548/2009, de 4 de junio, por la que se establecen las obligaciones de presentación de información de carácter contable y económico-financiero para las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización.

ORDEN ITC/1549/2009, de 10 de junio, por la que se actualiza el anexo III de la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

ORDEN ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.

ORDEN ITC/1721/2009, de 26 de junio, por la que se regula, para el año 2007, la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente.

ORDEN ITC/1722/2009, de 26 de junio, por la que se regula, para el año 2008 y el primer semestre de 2009, la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al mayor ingreso derivado de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

ORDEN ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial.

ORDEN ITC/2524/2009, de 8 de septiembre, por la que se regula el método de cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de la distribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

ORDEN ITC/2880/2009, de 23 de octubre, por la que se amplía el plazo de presentación de solicitudes de instalaciones fotovoltaicas, para la convocatoria del primer trimestre de 2010, al registro de pre-asignación de retribución, regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.

ORDEN ITC/3277/2009, de 10 de noviembre, por la que se determina la retribución provisional para el año 2009 correspondiente a la actividad de distribución en determinados municipios de la Comunidad de Madrid.



ORDEN ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

ORDEN ITC/84/2010, de 25 de enero, por la que se amplía el plazo de presentación de solicitudes de instalaciones fotovoltaicas, para la convocatoria del segundo trimestre de 2010, al registro de preasignación de retribución, regulado por el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.

ORDEN EHA/408/2010, de 24 de febrero, por la que se aprueban los modelos de autoliquidación 681, 682, 683 y 684 para el ingreso de las tasas establecidas en el apartado 9 de la disposición adicional sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y los plazos y forma de presentación de los mismos.

ORDEN ITC/1053/2010, de 19 de abril, por la que se regulan las transferencias de fondos, con cargo a la tarifa eléctrica y a los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas, de la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en el año 2010, para la ejecución de las medidas del plan de acción 2008-2012 de la estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012 (E4), y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan.

ORDEN ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

ORDEN ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso.

ORDEN ITC/1732/2010, de 28 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2010 las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial.

ORDEN ITC/734/2010, de 24 de marzo, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de la red de transporte de gas natural y de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

ORDEN ITC/1584/2010, de 10 de junio, por la que se efectúa la convocatoria de los planes para realizar la limpieza de la vegetación de las márgenes por donde discurren líneas eléctricas de distribución.

ORDEN PRE/2037/2010, de 26 de julio, por la que se crea el Comité de Seguimiento del proceso de titularización del déficit del sistema eléctrico.

ORDEN ITC/2784/2010, de 21 de octubre, por la que se amplía el plazo de presentación de solicitudes de instalaciones fotovoltaicas, para la convocatoria del primer trimestre de 2011, al registro de pre-asignación de retribución, regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.

ORDEN ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural.

ORDEN EHA/3345/2010, de 17 de diciembre, por la que se aprueba el modelo 513 "*Impuesto sobre la Electricidad. Declaración anual de actividad*" y se establece el plazo y el procedimiento para su presentación.

ORDEN ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

ORDEN ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

ORDEN ITC/3366/2010, de 29 de diciembre, por la que se establece la metodología de cálculo del coste unitario de los derechos de emisión de CO2 asignados a las centrales de generación eléctrica obligadas a participar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro a efectos de la liquidación provisional y definitiva de dichas centrales cuando son incluidas en el plan de funcionamiento semanal.

ORDEN ITC/66/2011, de 20 de enero, por la que se amplía el plazo de presentación de solicitudes de instalaciones fotovoltaicas, para la convocatoria del segundo trimestre de 2011, al registro de pre-asignación de retribución, regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.

ORDEN ITC/368/2011, de 21 de febrero, por la que se aprueban los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de transporte, por elemento de inmovilizado, que serán aplicables a las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

ORDEN ITC/527/2011, de 11 de marzo, por la que se modifica el calendario de la convocatoria correspondiente al segundo trimestre de 2011 del registro de pre-asignación de retribución, regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.

ORDEN ITC/606/2011, de 16 de marzo, por la que se determina el contenido y la forma de remisión de la información sobre los precios aplicables a los consumidores finales de electricidad al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

ORDEN ITC/619/2011, de 18 de marzo, por la que se corrigen errores de la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

ORDEN ITC/688/2011, de 30 de marzo, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2011 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

ORDEN ITC/1068/2011, de 28 de abril, por la que se modifica la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

ORDEN ITC/2452/2011, de 13 de septiembre, por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

ORDEN ITC/2585/2011, de 29 de septiembre, por la que se revisan los peajes de acceso, se establecen los precios de los peajes de acceso supervalle y se actualizan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, a partir de 1 de octubre de 2011.

ORDEN ITC/2914/2011, de 27 de octubre, por la que se modifica la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

ORDEN IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

ORDEN IET/290/2012 de 16 de febrero, por la que se modifica la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 en lo relativo al plan de sustitución de contadores.

ORDEN IET/620/2012, de 26 de marzo, por la que se establece la disponibilidad y los servicios mínimos del sector eléctrico ante la convocatoria de huelga general de ámbito estatal prevista para el día 29 de marzo de 2012, entre las 0 y las 24 horas.

ORDEN IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

ORDEN IET/1453/2012, de 29 de junio, por la que se revoca parcialmente la Orden ITC/1785/2009, de 3 de julio, por la que se acuerda como fecha de cese definitivo de la explotación de la central nuclear de Santa María de Garoña el día 6 de julio de 2013, y se autoriza su explotación hasta dicha fecha.

ORDEN IET/2598/2012, de 29 de noviembre, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.

ORDEN IET/2599/2012, de 28 de noviembre, por la que se regulan las transferencias de fondos, con cargo a las empresas productoras de energía eléctrica, de la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en el año 2012, para la ejecución de las medidas del plan de acción 2008-2012 de la estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012 (E4), y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan.

ORDEN IET/2804/2012, de 27 de diciembre, por la que se modifica la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

ORDEN IET/18/2013, de 17 de enero, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 28 de diciembre de 2012, por el que se habilita a la Dirección General de Política Energética y Minas para la autorización o la emisión de informes favorables a los que hace referencia el artículo 36.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para determinadas instalaciones de la red de transporte de electricidad de conformidad con lo establecido en el artículo 10.5 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.