

Trabajo Final de Máster  
Máster en Ingeniería Industrial

Estudio y transposición al sistema eléctrico español de la Directiva (UE) 2019/944. Análisis de la evolución de la gestión de la demanda en Alemania.

Autor: Amelia de los Ángeles Chaves Moreno

Tutor: Dr. Jesús Manuel Riquelme Santos

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla 2020





Trabajo Final de Máster  
Máster en Ingeniería Industrial

**Estudio y transposición al sistema eléctrico  
español de la Directiva (UE) 2019/944. Análisis  
de la evolución de la gestión de la demanda en  
Alemania.**

Autor:

Amelia de los Ángeles Chaves Moreno

Tutor:

Jesús Manuel Riquelme Santos

Catedrático de Universidad

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Trabajo Final de Máster: Estudio y transposición al sistema eléctrico español de la Directiva (UE)  
2019/944. Análisis de la evolución de la gestión de la demanda en Alemania.

Autor: Amelia de los Ángeles Chaves Moreno

Tutor: Jesús Manuel Riquelme Santos

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal



# RESUMEN

---

En las últimas décadas el marco regulatorio del sector de la energía eléctrica ha sufrido grandes modificaciones a consecuencia de las pautas establecidas por la Comisión Europea. El fin principal de dichos cambios era desarrollar el mercado interior de la energía de la Unión Europea. Por lo tanto, para entender la evolución presente y futura de los sistemas eléctricos es primordial analizar la Directiva (UE) 2019/944. Esta directiva se enmarca en el Paquete de Energía Limpia para todos los europeos y establece las nuevas condiciones para el mercado interior de la energía.

Así pues, a partir del análisis de dicha directiva y de la legislación presente en España, se estudiará su transposición al sistema eléctrico nacional. Además, tras identificar la gestión de la demanda como elemento clave en los sistemas eléctricos futuros, se analizará el desarrollo que ha sufrido este servicio en Alemania. Finalmente, se extraerán conclusiones que permitan identificar las novedades de la directiva y su grado de implantación en el sistema eléctrico español. Las conclusiones también se centrarán en identificar los errores y aciertos cometidos en el desarrollo de la gestión de la demanda en Alemania y en comparar el estado actual con las exigencias de la directiva.





# ABSTRACT

---

In recent decades, the regulatory framework of the electricity sector has undergone major changes because of the guidelines established by the European Commission. The main purpose of these changes was to develop the European Union's internal energy market. Therefore, in order to understand the present and future evolution of electricity systems it is essential to analyse Directive (EU) 2019/944. This directive is part of the Clean Energy Package for all Europeans and establishes new conditions for the internal energy market.

Therefore, based on the analysis of this directive and the current legislation in Spain, its transposition into the national electricity system will be studied. Furthermore, after identifying demand management as a key element in future electricity systems, the development that this service has undergone in Germany will be analysed. Finally, conclusions will be drawn to identify the new features of the directive and its degree of implementation in the Spanish electricity system. The conclusions will also focus on identifying the errors and successes made in the development of demand management in Germany and on comparing the status with the requirements of the directive.



# ÍNDICE

---

<b>RESUMEN</b>	<b>vii</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>ix</b>
<b>ÍNDICE</b>	<b>xi</b>
<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b>	<b>xiii</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b>	<b>xv</b>
<b>1 INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1 <i>CONTEXTO HISTÓRICO</i>	1
1.2 <i>PAQUETE DE ENERGÍA LÍMPIA PARA TODOS LOS EUROPEOS</i>	3
<b>2 ANÁLISIS DE LA DIRECTIVA (UE) 2019/944</b>	<b>7</b>
2.1 <i>CAPÍTULO I. OBJETO Y DEFINICIONES</i>	8
2.2 <i>CAPÍTULO II. NORMAS GENERALES DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO</i>	8
2.3 <i>CAPÍTULO III. EMPODERAMIENTO Y PROTECCIÓN DEL CONSUMIDOR</i>	9
2.4 <i>CAPÍTULO IV. GESTIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN</i>	10
2.5 <i>CAPÍTULO V. NORMAS APLICABLES AL GESTOR DE LA RED DE TRANSPORTE</i>	11
2.6 <i>CAPÍTULO VI. SEPARACIÓN DE LOS GESTORES DE LA RED DE TRANSPORTE</i>	11
2.7 <i>CAPÍTULO VII. AUTORIDADES REGULATORIAS</i>	12
2.8 <i>CAPÍTULO VIII. DISPOSICIONES FINALES</i>	13
<b>3 LEGISLACIÓN ESPAÑOLA ACTUAL</b>	<b>15</b>
3.1 <i>LEY 24/2013 DEL SECTOR ELÉCTRICO</i>	15
3.2 <i>REALES DECRETOS</i>	18
<b>4 TRANPOSICIÓN</b>	<b>22</b>
4.1 <i>ASPECTOS GENERALES</i>	23
4.2 <i>SUMINISTRO</i>	24
4.3 <i>NUEVAS FUNCIONES DE LOS CLIENTES FINALES</i>	25
4.4 <i>FACTURACIÓN Y SISTEMAS DE MEDICIÓN</i>	26
4.5 <i>TARIFAS Y PRECIOS DE SUMINISTRO</i>	29
4.6 <i>AGREGADOR DE DEMANDA</i>	30
4.7 <i>GESTORES DE LAS RED DE DISTRIBUCIÓN</i>	31
4.8 <i>GESTOR DE LA RED DE TRANSPORTE</i>	32
4.9 <i>AUTORIDAD REGULADORA</i>	33
4.10 <i>DIRECTIVA 2012/27/UE</i>	35
<b>5 RESPUESTA A LA DEMANDA EN ALEMANIA</b>	<b>37</b>
5.1 <i>MERCADO ELÉCTRICO ALEMÁN</i>	39
5.2 <i>EVOLUCIÓN DE LA RESPUESTA A LA DEMANDA EN ALEMANIA</i>	41
<b>6 CONCLUSIONES</b>	<b>49</b>
<b>7 TRABAJOS FUTUROS</b>	<b>51</b>
<b>8 BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>53</b>



# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

---

Ilustración 1. Mapa europeo de la respuesta de la demanda 2017.	38
Ilustración 2. Operadores de la red de transporte alemana.	41
Ilustración 3. Miembros y observadores del IGCC.	42
Ilustración 4. Mapa europeo de la respuesta de la demanda 2013-2014.	43



# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1. Proceso de adopción del Paquete de Invierno.	3
Tabla 2. Capítulos de la Directiva 944/2019.	7
Tabla 3. Anexos de la Directiva 944/2019.	7
Tabla 4. Títulos de la Ley 24/2013.	15
Tabla 5. Índice Real Decreto 1955/2000.	19
Tabla 6. Índice Real Decreto 1110/2007.	19
Tabla 7. Índice Real Decreto 897/2017.	20
Tabla 8. Índice Real Decreto 244/2019.	20
Tabla 9. Artículos nuevos respecto a la anterior directiva.	22
Tabla 10. Artículos que deben entrar en vigor antes del 31 del 12 de 2020.	22





# 1 INTRODUCCIÓN

---

El mercado interior de la Unión Europea, también conocido como mercado común europeo o mercado único, es un área de prosperidad y libertad que permite a los Estados miembros desarrollar su economía gracias al intercambio de mercancías, servicios, etc. con el resto de Estados. En los artículos 4, apartado 2, letra a), 26, 27, 114 y 115 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea se detallan sus objetivos [1][2].

Dentro del marco que este establece, se encuentra el mercado interior de la energía. Este abarca todo lo concerniente a la electricidad, el gas y el petróleo.

## 1.1 CONTEXTO HISTÓRICO

Desde sus inicios, a finales del siglo XX, los principales objetivos del mercado de la energía han sido apoyar las interconexiones, mejorar la seguridad del suministro y ampliar y reforzar los derechos de los clientes. Son numerosas las directivas y reglamentos de la Comisión Europea que legislan este mercado, pero su base jurídica se encuentra en los artículos 194 y 114 del TFUE (Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea) [3].

Para entender el punto en el que se encuentra el mercado de la energía y poder definir dentro de él el mercado de la electricidad, se expone brevemente los puntos más importantes de su historia.

En 1995 la mayoría de los mercados nacionales de electricidad y gas de los Estados miembros eran monopolios integrados verticalmente y públicos. Esto conllevaba una serie de desventajas como los altos precios, falta de inversiones o una baja seguridad del suministro. Ante esta situación, la Comisión Europea decidió tomar medidas, los objetivos principales eran introducir la libre competencia, la transparencia, el libre acceso a las redes y mejorar la seguridad del suministro. Esto suponía grandes cambios en el sector, por lo que las modificaciones se realizaron paulatinamente:

**Primer Paquete Energético.** Con la aprobación de este conjunto de directivas se daba comienzo al proyecto de la UE (Unión Europea) “Liberalización del mercado de la energía”:

- 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 [4].
- Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de junio de 1998 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural [5].

Su incorporación a los ordenamientos jurídicos de cada país debía darse a más tardar en 1998 y 2000 respectivamente. Estas directivas englobaban normas comunes para todos los Estados miembros sobre el mercado de la electricidad y el mercado del gas respetivamente.

En España la transposición de la primera directiva se desarrolló mediante la Ley 54/1997 [6]. Entre otros, suponía la desintegración vertical del sector, el suministro de energía eléctrica pasó de ser un servicio público a servicio esencial y universal, establecía la libertad para nuevas instalaciones y para elegir proveedor, y se introdujo el concepto de consumidores cualificados.

Ambas suponían un importante cambio en sus respectivos sectores, lo que dio lugar a una larga y controvertida discusión sobre la teoría de los monopolios y el libre mercado. Por eso, en el 2001, la Comisión Europea presentó dos propuestas de directivas que avanzaban en el proceso de liberalización y modificaban sustancialmente las dos anteriores.

**Segundo Paquete Energético.** Lo componen las directivas que nacieron a partir de las propuestas del 2001:

- 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 [7].
- Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE [8].

Ambas ampliaban y derogaban la Directiva 96/92/CE y la Directiva 98/92/CE respectivamente. Los Estados Miembros debían finalizar las transposiciones de las medidas antes de que terminara el año 2004, a excepción de algunas disposiciones que entraron en vigor en el 2007.

En lo concerniente a la electricidad, la directiva fomentaba un mayor acceso a la red y con ello una competencia más real y una reducción de los precios para los consumidores. También se enfocaba en asegurar el suministro de electricidad a todos los consumidores, así como en la seguridad de este.

No obstante, el impulso que supusieron ambas directivas no fue suficiente y así se vio reflejado en el informe de seguimiento de la Comisión del 2007, por lo que fue necesario desarrollar un tercer paquete.

**Tercer Paquete Energético.** Compuesto por dos directivas y tres reglamentos:

- Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE [9].
- Reglamento (CE) n° 714/2009 del Parlamento Europeo del Consejo de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) no 1228/2003 [10].
- Reglamento (EC) N.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) no 1775/2005 [11].
- Reglamento (EC) N.º 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía [12].

Este tercer paquete entró en vigor en marzo del 2011.

Una de sus consecuencias claves era la separación efectiva de actividades de suministro y producción a partir de la operación de los sistemas de transmisión y distribución, la denominada Desagregación de la propiedad. Su aplicación también conllevaba aumentar la eficiencia de los poderes reguladores nacionales y una mejor regulación transfronteriza.

Además, se constituyó la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía. Esta debía ser independiente de todos los agentes del sistema y su fin principal era llenar el vacío regulatorio que existía a nivel comunitario. Por otro lado, en el primero de los reglamentos mencionados se definió la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad.

Este fue el último paquete en lo concerniente al proceso de liberalización como tal y supuso la piedra angular para la definición del mercado interior de la energía.

A raíz de todos los cambios sufridos en el sector en menos de dos décadas y tras haberse terminado el proceso de liberalización, en España se aprobó la Ley 24/2013 [13]. Esta ley permitió reorganizar y englobar todos los cambios y modificaciones que había sufrido la anterior, es decir la Ley 54/1997. Además, pasó a considerar el suministro de electricidad como servicio de interés económico general,

definió el término autoconsumo, introdujo las comercializadoras de referencia y la importancia de proteger al consumidor. Actualmente esta es la ley vigente del Sector Eléctrico en España.

Existe muchas más directivas y reglamentos europeos que abordan diferentes temas sobre el mercado energético, pero cuyo conocimiento no es imprescindible para situar y analizar la Directiva (UE) 2019/944 [14].

## 1.2 PAQUETE DE ENERGÍA LÍMPIA PARA TODOS LOS EUROPEOS

También denominado Paquete de Invierno o simplemente Paquete de Energía Limpia. En noviembre de 2016 la Comisión Europea presentó una serie de propuestas legislativas orientadas a alcanzar los objetivos climáticos europeos para 2030. Es decir, con este nuevo paquete se pretendía reducir las emisiones de contaminantes, aumentar la ratio de renovables y mejorar la eficiencia energética. Además de seguir estableciendo medidas orientadas al desarrollo del mercado interior de la electricidad. En este paquete se enmarca la directiva en la que se centra el presente documento [15][16].

Los documentos legislativos que conformaban la propuesta de la Comisión del 30 de noviembre de 2016 eran ocho, cuatro propuestas de reglamentos: la COM(2016)861 concerniente al mercado de la electricidad, la COM(2016)862 relativa a los riesgo del sector eléctrico, la COM(2016)863 referente a la ACRE (Agencia de Cooperación de los Reguladoras de la Energía) y la COM(2016)759 relativa a la gobernanza de la UE; y cuatro propuestas de directivas: la COM(2016)864 sobre el mercado interior de la electricidad, la COM(2016)761 y la COM(2016)765 relativas a la eficiencia energética, y la COM(2016)767 referente a las fuentes renovables.

Tabla 1. Proceso de adopción del Paquete de Invierno

	Propuesta de la Comisión Europea	Negociaciones Inter-institucional	Adopción Parlamento Europeo	Adopción del Consejo	Publicación Diario Oficial
Rendimiento Energético en los Edificios	30/11/2016	Acuerdo Político	17/04/2018	14/05/2018	19/06/2018 - Directiva (UE) 2018/844
Energía Renovable	30/11/2016	Acuerdo Político	13/11/2018	04/12/2008	21/12/2018 - Directiva (UE) 2018/2001
Eficiencia Energética	30/11/2016	Acuerdo Político	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 - Directiva (UE) 2018/2002
Gobernanza de la Unión de la Energía	30/11/2016	Acuerdo Político	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 - Reglamento (UE) 2018/1999
Regulación de la Electricidad	30/11/2016	Acuerdo Político	26/03/2019	22/05/2019	14/06/2019 - Reglamento (UE) 2019/943
Directiva de la Electricidad	30/11/2016	Acuerdo Político	26/03/2019	22/05/2019	14/06/2019 - Directiva (UE) 2019/944
Preparación para el Riesgo	30/11/2016	Acuerdo Político	26/03/2019	22/05/2019	14/06/2019 - Reglamento (UE) 2019/941
ACRE	30/11/2016	Acuerdo Político	26/03/2019	22/05/2019	14/06/2019 - Reglamento (UE) 2019/942

Aunque el paquete pudiera mostrar una gran ambición, la realidad es que la primera directiva no se aprobó hasta dos años después y las últimas lo han sido en mayo de 2019. Actualmente el paquete ya está cerrado, en la Tabla 1 se muestran los procesos de adopción para cada uno de los documentos.

Así pues, según el orden de adopción por la UE y agrupados por temáticas, los reglamentos y directivas serían [17]:

### **Eficiencia energética en edificios**

- Directiva (UE) 2018/844 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 30 de mayo de 2018 por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética [18].

Los edificios consumen aproximadamente el 40% de la energía y generan el 36% de las emisiones de CO<sub>2</sub> de la UE. Por tanto, es esencial mejorar el rendimiento energético de los edificios para poder hacerle frente a los retos de este siglo. Para ello, esta directiva fomenta el uso de las TIC (Tecnologías de la Información y la Comunicación) y de tecnología inteligentes, así como la electromovilidad, la reducción de trabas administrativas para los procesos concernientes y la renovación de edificios antiguos.

### **Energías renovables**

- Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (versión refundida) [19].

Uno de los principales objetivos climáticos para 2030 es alcanzar el 32% para las fuentes de energía renovable en el mix generador de la UE. Estableciendo esta meta, la directiva define un marco claro para el autoconsumo, establece mayores objetivos en lo referente al transporte y la calefacción/refrigeración, y al igual que en la anterior pretende reducir los procedimientos burocráticos.

### **Eficiencia energética**

- Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética [20].

Dentro de los objetivos climáticos, la UE ha establecido un 32,5% de eficiencia energética para 2030. Esta directiva, con el fin de dotar de más información y concienciar a los ciudadanos, refuerza las normas sobre contadores individuales. Además, establece la necesidad de detallar los costes del consumo de calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria.

### **Regulación del gobierno**

- Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) 663/2009 y (CE) 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE y 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/119/CE y (UE) 2015/652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo [21].

Gracias al sistema de gobernanza que define el reglamento, los Estados Miembros debían preparar un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNEC) para diez años, es decir para el periodo 2021-2030. El PNEC tiene que especificar cómo el país va a alcanzar los objetivos referentes a las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: seguridad energética; mercado interior de la energía; eficiencia energética; descarbonización; e investigación, innovación y competitividad.

- Reglamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2005/89/CE [22].

Desde hace varias décadas, el sector de la energía eléctrica está sufriendo grandes cambios, dando lugar a mercados más descentralizados donde el número de agentes es creciente y con sistemas cada vez más complejos. Por eso, es esencial una correcta seguridad jurídica, para que todo funcione correctamente y

tanto las empresas como los clientes esté protegidos.

- Reglamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (versión refundida) [23].

Desde su creación en el 2009, la ACRE ha adquirido grandes responsabilidades y ha jugado un importante papel en la coordinación entre las diferentes entidades reguladoras. Pero es necesario una mayor integración de los mercados, que abarque aquellos Estados Miembros o regiones que actualmente continúan aislados y que fomente y aproveche los beneficios de los intercambios transfronterizos de electricidad.

- Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad (versión refundida) [24].

El Reglamento (CE) 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo ha sufrido modificaciones sustanciales desde su aprobación, por eso se ha refundido, para obtener una mayor claridad en todo lo referente a él. El documento establece normas comunes para garantizar el funcionamiento del mercado interior de la electricidad, además incluye requisitos en materia de energías renovables y política medioambiental.

- Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

Por último, la directiva que estudia el presente documento. Además de englobar nuevos retos, esta directiva pretende abordar todos los problemas persistentes en el desarrollo del mercado interior de la electricidad. Así mismo, se centra en el cliente final, tanto por su vulnerabilidad como por su nuevo papel dentro del mercado, consecuencia de servicios como la gestión de la demanda o la generación distribuida.

Por lo tanto, en el siguiente capítulo se analiza en profundidad la Directiva (UE) 2019/944. En el Capítulo 3 se trata la Ley 24/2013 y otros documentos legislativos concernientes, con esto se busca contextualizar la trasposición de la directiva al marco regulatorio español. Dicha trasposición se desarrolla a lo largo del Capítulo 4, permitiendo localizar aquellos artículos ya transpuestos y enfatizar en aquellos que aún no lo han sido. A continuación, el Capítulo 5, tras identificar la gestión de la demanda como elemento clave en los sistemas eléctricos futuros, se centra en la evolución de dicho servicio en Alemania. La elección de este país se debe principalmente a la alta integración de renovables en el mix nacional. Para concluir, el Capítulo 6 desarrolla las conclusiones obtenidas y el Capítulo 7 establece posibles vías futuras de trabajo.



## 2 ANÁLISIS DE LA DIRECTIVA (UE) 2019/944

La Directiva (UE) 2019/944, al igual que la mayoría de sus predecesoras, tienen como principales objetivos la protección del consumidor y fomentar la libre competencia y elección de proveedor. Además, tal y como se indica en las consideraciones iniciales, la Directiva (UE) 2019/944 pretende abordar los problemas persistentes del mercado interior de la electricidad, crear nuevas oportunidades de negocio, homogeneizar precios y facilitar la electromovilidad, entre otros.

La directiva se organiza en ocho capítulos, en la Tabla 2 se muestra el nombre y los artículos que abarcan cada uno de los capítulos. El contenido principal se desarrolla desde el tercero al séptimo.

Tabla 2. Capítulos de la Directiva 944/2019

Capítulo	Nombre	Artículos
I	Objeto y definiciones	1-2
II	Normas Generales de Organización del Sector Eléctrico	3-9
III	Empoderamiento y protección del consumidor	10-29
IV	Gestión de las redes de distribución	30-39
V	Normas aplicables al gestor de la red de transporte	40-42
VI	Separación de los gestores de red de transporte	43-56
VII	Autoridades reguladoras	57-64
VIII	Disposiciones finales	65-74

A estos capítulos los acompaña un conjunto de cuatro anexos. En la Tabla 3 se muestra su nombre junto con los artículos en los que se les hace referencia.

Tabla 3. Anexos de la Directiva 944/2019

Anexo	Nombre	Artículos
I	Requisitos mínimos de la facturación e información sobre la facturación	2, 18, 46 y 71
II	Sistemas de medición inteligente	19-21 y 71
III	Plazos de transposición al derecho interno y fecha de aplicación	72
IV	Tabla de correspondencias	72

Por tanto, a continuación, se va a analizar cada uno de los capítulos profundizando en los artículos de mayor interés.

## 2.1 CAPÍTULO I. OBJETO Y DEFINICIONES

En el primer artículo se detalla la finalidad del documento, esto es, establecer normas comunes en el ámbito de la generación, transporte, distribución, suministro, almacenamiento y protección del consumidor. Además de garantizar precios accesibles y fomentar la interconexión.

Asimismo, el segundo y último artículo de este capítulo, engloba un total de 58 definiciones, entre las que se pueden encontrar términos de nueva incorporación que dan una idea de la tendencia del mercado actual, se destacan seis:

*«cliente activo»: un cliente final, o un grupo de clientes finales que actúan conjuntamente, que consume o almacena electricidad generada dentro de sus locales situados en un ambiente confinado o, si así lo permite el Estado miembro, en otras ubicaciones, o que venda electricidad autogenerada o participe en planes de flexibilidad o de eficiencia energética, siempre que esas actividades no constituyan su principal actividad comercial o profesional;*

*«comunidad ciudadana de energía»: una entidad jurídica que:*

*a) se basa en la participación voluntaria y abierta [...]*

*b) cuyo objetivo principal consiste en ofrecer beneficios medioambientales [...] más que generar una rentabilidad financiera, y*

*c) participa en la generación, incluida la procedente de fuentes renovables, la distribución, el suministro, el consumo, la agregación, [...]*

*«respuesta de demanda»: el cambio de consumo de electricidad por parte de los clientes finales, respecto de sus pautas de consumo normales [...]*

*«agregador independiente»: un participante en el mercado que presta servicios de agregación y que no está relacionado con el suministrador del cliente;*

*«sistema de medición inteligente»: un sistema electrónico capaz de medir la cantidad de electricidad vertida a la red o el consumo de electricidad de la red, [...]*

*«contrato con precios dinámicos de electricidad»: un contrato de suministro de electricidad entre un suministrador y un cliente final que refleja la variación del precio en los mercados [...]*

Los seis términos están muy relacionados entre sí, pero los dos primeros especialmente, ya que reflejan el nuevo papel del cliente final en el mercado. Este va a pasar de ser un cliente pasivo a activo, ya no se va a limitar a consumir energía, ahora dispone de un amplio abanico de posibilidades. Dentro de esas posibilidades se encuentra la respuesta de demanda, actividad que va a traer nuevas oportunidades de negocio como por ejemplo el agregador independiente de demanda. Es interesante como la quinta definición hace tanto referencia a la posibilidad de generar o consumir energía, además muestra la relevancia que tienen en el desarrollo del mercado los avances tecnológicos. Por último, el sexto término es consecuencia de todo lo anterior. Al ser más importante el papel del consumidor final, ya sea doméstico, comercial o empresarial, mayor será su responsabilidad e inevitablemente la complejidad de los contratos.

## 2.2 CAPÍTULO II. NORMAS GENERALES DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

A lo largo de este capítulo se repasan puntos clave dentro del sistema. De él se concluye que el mercado debe ser competitivo, centrado en el consumidor, flexible, abierto, seguro y sostenible desde el punto de vista medioambiental.

Destaca también el papel del Estado, ya que debe velar por los clientes vulnerables o en situación de



pobreza energética, así como asegurar la libre elección de suministrador y una competencia efectiva. Este capítulo define ideas que se desarrollan en mayor profundidad a lo largo de la directiva.

## 2.3 CAPÍTULO III. EMPODERAMIENTO Y PROTECCIÓN DEL CONSUMIDOR

Este puede considerarse como el capítulo de mayor importancia de la directiva. Tal y como se ha indicado, la protección del cliente final siempre ha sido una de las principales preocupaciones de la Comisión, si a esto se le suma el nuevo papel del consumidor en el mercado como consecuencia del desarrollo y la integración de la digitalización, se entiende la relevancia de este capítulo.

Uno de los puntos en los que se centran los diferentes artículos es en cuidar que la relación entre el consumidor final y suministrador, que normalmente será una comercializadora, sea sencilla, transparente y veraz. Por ejemplo, el artículo 10 define los derechos contractuales básicos de los consumidores. Por su parte el artículo 12 pretende facilitar el proceso burocrático de cambio de suministrador reduciendo plazos y eliminando posibles tasas para clientes domésticos y pequeñas empresas. En su caso, el artículo 14 establece la obligación de que exista una herramienta de comparación de suministradores, esta debe ser accesible, independiente, sencilla y actualizada, para asegurar esto existirá una autoridad nacional encargada de regular y garantizar todo lo anterior.

Continuando, el decimoquinto artículo especifica que el cliente activo podrá operar directamente o a través de un agregador, es decir cualquier cliente final podrá ser libre, ya no solo de comprar energía, si no de vender servicios de electricidad, sin estar sujeto a requisitos técnicos o administrativos desproporcionados. Estos deberán asumir las consecuencias económicas de los desvíos que provoquen. El artículo 16 define las comunidades ciudadanas de energía como una nueva entidad formada por un conjunto de clientes activos con acceso a los mercados organizados. Serán tratadas como clientes activos y se comprometerán a ser abiertas y voluntarias, además deberán cooperar de forma bilateral con el gestor de la red de distribución correspondiente. Uno de esos nuevos servicios es la respuesta de demanda, por eso el siguiente artículo establece lo relativo a los agregadores de respuesta de demanda. Estos poseerán el derecho de acceder al mercado activo y recibir un trato justo y no discriminatorio por parte del resto de miembros. Los Estados miembros deben garantizar que se definan los requisitos técnicos que deberán cumplir los agregadores de demanda, así como todas las normas necesarias referentes a este nuevo agente. El artículo 13 precisa como deben ser los contratos de agregación. Por ejemplo, cualquier cliente podrá tener un contrato de agregación independientemente de su suministrador y del acuerdo que tenga con este y sin que este le aplique tasas extras, además podrá solicitar recibir toda la información concerniente a la respuesta de demanda para cada periodo de facturación.

Asimismo, el artículo 18 establece directrices en lo concerniente a la facturación, las facturas deben ser claras, informativas y gratuitas. Los cuatro siguientes artículos definen todo lo relativo a los sistemas de medición inteligentes. El artículo 20 establece que los datos que recojan deben ser reales y accesibles para el consumidor, además deben garantizar la privacidad y protección de datos, y el periodo de liquidación coincidirá con el de los desvíos del mercado nacional. Por otro lado, tal y como indican los artículos 21, 22 y 19, los Estados deben garantizar la instalación de los sistemas inteligentes de medición excepto si la valoración de beneficios y costes es negativa, en dicho caso el cliente podrá solicitar la instalación corriendo él con la totalidad de los gastos o disponer de contadores convencionales que midan con precisión el consumo real. En caso de disponer de un contador inteligente, tal y como establece el artículo 11, los clientes finales podrán tener acceso a contratos con precios dinámicos de electricidad, siempre que hayan sido previamente informados de los costes y riesgos que conllevan.

Debido al aumento de información disponible gracias a estos nuevos sistemas de medición, en los artículos 23, 24 y 25 la directiva establece pautas en cuanto a la gestión, acceso e intercambio de datos en aras de la protección del consumidor. Por otra parte, el artículo 26 hace referencia al derecho a la resolución extrajudicial de litigios.

Por último, en los artículos 27, 28 y 29 se detalla el papel que debe jugar el Estado en la identificación y protección de los clientes vulnerables, además de su responsabilidad a la hora de garantizar un servicio universal competente y de calidad a los consumidores.

## **2.4 CAPÍTULO IV. GESTIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN**

Mientras la red de transporte se caracterizaba por ser una red activa que estaba en continuo análisis y observación, lo que le ha permitido alcanzar rangos de eficiencia muy altos, la red de distribución no recibía la misma atención ni mantenimiento, principalmente a consecuencia de la falta de desarrollo de la tecnología. Gracias a los avances en esta materia, la red de distribución está tomando mayor protagonismo y cada vez es mayor el control que se ejerce sobre ella.

El primer artículo de este capítulo, el número 30, simplemente establece que son los propietarios de la red de distribución los encargados de designar uno o varios gestores de la red. En el siguiente artículo se enumeran las funciones de los Gestores de las redes de distribución (GRD), además de ser los responsables del mantenimiento, explotación y desarrollo de la red, también deben cooperar con los Gestores de las redes de transporte (GRT) siempre que sea necesario.

El artículo 32 introduce el concepto de flexibilidad en las redes de distribución, una red de distribución flexible es aquella capaz de adaptarse a situaciones dinámicas y cambiantes. Para alcanzar tal estado, los gestores de grandes redes de distribución podrán adquirir, según procedimientos de operación aún por definir, servicios como la generación distribuida, almacenamiento de energía, etc. Se garantizará que cualquier participante en el mercado pueda participar en la venta de los servicios de flexibilidad mediante un proceso que deberá establecer o supervisar la entidad regulatoria competente. Consecuentemente, los planes de desarrollo de las redes de distribución incluirán la utilización de los servicios de flexibilidad y harán hincapié en la construcción de nuevas conexiones a generadores, cargas, etc. que puedan ofrecer dichos servicios.

Otro artículo clave para entender la evolución en la explotación de las redes de distribución es el 33, ya que trata todo lo relativo a la electromovilidad. Establece que los GRD no podrán poseer, gestionar y/o explotar puntos de carga de vehículos eléctricos con un fin comercial. Por lo tanto, su papel será el de colaborar con empresas que si lo hagan, excepto si tras un proceso de licitación es la única entidad aprobada para explotación. En dicho caso, si podrán asumir todas las responsabilidades relativas a los puntos de carga.

En el artículo 36 se establece que, al igual que con los puntos de carga, los GRD no podrán poseer, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento. En este caso existen tres excepciones, tras el proceso de licitación con el GRD como única entidad habilitada, cuando sean componentes de red plenamente integrados, es decir que no se usen para el balance o gestión de congestiones, o cuando aún se encuentren en el periodo de amortización.

Al igual que en el capítulo anterior, la gestión de los datos toma un papel relevante. Por eso, el artículo 34 establece que los GRD que gestionen datos de los sistemas inteligentes de medida deberán acatarse a las leyes de protección de datos y garantizar un uso con fines comerciales no discriminatorio.

El resto de artículos de este capítulo no introducen nuevos horizontes o conceptos. Por ejemplo, el 35 establece la separación de los GRD en empresas integradas verticalmente del resto de actividades comerciales de la empresa, es decir generación, transporte o suministro. Asimismo el artículo 38 define el concepto de redes de distribución cerradas, son aquellas que no suministran clientes domésticos y que abarcan un espacio reducido a nivel geográfico, por lo general serán consideradas redes de distribución. Por último, el artículo 39 establece la posibilidad de que exista un gestor combinado de la red de transporte y de distribución.

## 2.5 CAPÍTULO V. NORMAS APLICABLES AL GESTOR DE LA RED DE TRANSPORTE

Este capítulo y el siguiente abarcan temas concernientes a la red de transporte. Posiblemente sean los que menores modificaciones hayan sufrido en esta refundición de la directiva, ya que el transporte se aleja más eléctricamente de las nuevas incorporaciones, como por ejemplo la generación distribuida o la respuesta de demanda, elementos que alteran principalmente el funcionamiento de las redes de más baja tensión.

El artículo 40 engloba las funciones de los gestores de la red de transporte, a las ya convencionales se les suman la gestión ética de datos, así como la coordinación entre centros operativos regionales. Además, este artículo contempla que el Estado miembro puede ordenar que un gestor de red independiente asuma determinadas responsabilidades de una red que este no posee en propiedad. Al igual que para las redes de distribución, se deberán fomentar y facilitar el uso de respuesta de demanda, generadores renovables, etc. como servicios auxiliares de no frecuencia.

Por otra parte, el siguiente artículo, define las responsabilidades de los GRT y de las empresas propietarias de las redes de respetar el carácter confidencial de la información y de usarlo solo con fines comerciales cuando este permitido y de forma no discriminatoria.

Por último, el artículo 42 establece que el GRT deberá publicar, previa aprobación de la autoridad competente, los procedimientos para la conexión de nuevas plantas generadores e instalaciones de almacenamiento. Además, especifica que la falta de capacidad futura no podrá ser un motivo para rechazar una solicitud de conexión a la red.

## 2.6 CAPÍTULO VI. SEPARACIÓN DE LOS GESTORES DE LA RED DE TRANSPORTE

Este sexto capítulo se divide en un total de cinco secciones, las cuales reagrupan los artículos según temáticas.

La primera de las secciones se denomina *Separación patrimonial* y tan solo contiene el artículo número 43. Este define todas las líneas a seguir en cuanto a la separación patrimonial, es decir, una persona que forma parte de una empresa propietaria de la red de transporte o de distribución no podrá poseer responsabilidades o derechos de actuación en ninguna empresa que desarrolle funciones de generación o suministro, o en los consejos de administración de las empresas integradas verticalmente.

La segunda, de nombre *Generadores de red independientes*, engloba los artículos 44 y 45, estos establecen la posibilidad de que exista un gestor de la red de transporte independiente si el 3 de septiembre de 2009 la red de transporte pertenecía a una empresa integrada verticalmente, así como la necesidad de desagregación de poderes si actualmente el gestor de red independiente pertenece a una empresa integrada verticalmente.

Por su parte, la tercera sección, *Gestores de transporte independiente*, abarca desde el artículo 46 al 51. El primero de estos, dicta que los activos necesarios para desarrollar la actividad son propiedad del GRT y que no son transferibles dentro de una empresa vertical. El artículo 48 indica las directrices a seguir a la hora de elegir a los altos responsables del GRT. El siguiente establece la necesidad de un órgano de supervisión del gestor de red de transporte. Asimismo, el artículo 50 define la idoneidad de que el gestor de red defina un programa de cumplimiento que establezca objetivos futuros. Además, detalla las características de la figura del encargado de cumplimiento, este deberá velar por el cumplimiento de dicho plan y mantener informada a la entidad regulatoria pertinente. Por último, el artículo 51 define las características del plan decenal de desarrollo que debe presentar el gestor de red a la autoridad regulatoria.

Continuando con la cuarta sección, *Designación y certificación de los gestores de redes de transporte*. El primero de sus artículos, el 52, indica, junto con el artículo 51 del Reglamento 2019/943, los requisitos que debe cumplir una empresa para ser GRT, así como el proceso a seguir. Además, establece que la autoridad regulatoria deberá examinar continuamente al gestor de la red, para así verificar que cumple dichos requisitos. El siguiente artículo trata sobre la certificación en caso de que algún propietario pertenezca a un tercer país. Ante esta situación, serán dos los dictámenes, uno de la autoridad regulatoria y otro de la Comisión, que hará un estudio a nivel europeo. En caso de que sean diferentes, el fallo de la primera prevalecerá. El artículo 54 es el último de esta sección y podría considerarse también el más interesante, ya que introduce las directrices que deben seguir los GRT en términos de almacenamiento. Igual que los GRD, estos no podrán poseer, desplegar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía. Siempre que esta no esté plenamente integrada en la red, en periodo de amortización, que el gestor sea la única parte aceptada en un proceso de licitación y que dicha instalación sea esencial para el correcto funcionamiento de la red de transporte. En este caso, la excepción deberá ser comunicada y justificada a la Comisión y a la ACRE.

La última sección denominada *Separación y transparencia de las cuentas* abarca los dos últimos artículos de este capítulo. En ellos se señala que las autoridades regulatorias tendrán acceso a la información contable necesaria para el desempeño de sus funciones. Además, las empresas eléctricas llevarán una contabilidad separada para cada actividad y deberán someterlas a una auditoría anualmente.

## **2.7 CAPÍTULO VII. AUTORIDADES REGULATORIAS**

El penúltimo capítulo, al igual que los anteriores, no introduce grandes cambios respecto a la directiva anterior, es decir el papel y el modo de trabajar de las autoridades regulatorias no varía sustancialmente.

El artículo 57 detalla que la autoridad regulatoria nacional será única y designada por el Estado miembro correspondiente. Será autónoma e independiente de cualquier empresa pública, privada y de los órganos públicos.

Por su parte, el artículo 58 establece como objetivos de las autoridades promover el mercado interior de la electricidad, controlar el funcionamiento del mercado nacional y contribuir al desarrollo de redes seguras, eficientes y fiables mediante el uso de generación renovable, almacenamiento, etc., así como trabajar en alcanzar un servicio universal y accesible para clientes vulnerables.

El artículo 59 es el más extenso de la directiva, ya que recoge y detalla todas las situaciones en las que debe actuar la autoridad regulatoria, la mayoría de ellas referentes a artículos anteriores. Así pues, dicta que la autoridad regulatoria tendrá como obligaciones, entre otras, controlar el cumplimiento de cualquier disposición aplicable del Derecho de la Unión, como por ejemplo la propia directiva, además de cooperar con la ACRE, la Comisión y el resto de las autoridades regulatorias nacionales. Evaluar los planes de desarrollo, transparencia y otras actuaciones de los GRT y GRD. Así como velar por la correcta protección del consumidor. Por otro lado, entre sus competencias se encuentran realizar investigaciones sobre los mercados, imponer sanciones si no se cumplen las leyes pertinentes y publicar cambios en materia del mercado eléctrico. Además, deberá vigilar todas las consideraciones que se aplican cuando es un gestor independiente el que explota la red de transporte. A nivel técnico supervisarán la gestión de las gestiones y serán los responsables de las tarifas de transporte y distribución.

El siguiente artículo define el proceso de reclamación habilitado para los usuarios en caso de incumplimiento por alguna parte del artículo anterior, también especifica que las autoridades regulatorias pueden exigir a las GRT o GRD la modificación de las tarifas por ser desproporcionadas o porque no se apliquen de manera justa.

El artículo 62 detalla la necesidad de que exista una correcta coordinación y colaboración entre las autoridades regionales de los diferentes países miembros.

Por otro lado, el artículo 62 es el más novedoso dentro de este capítulo ya que introduce como actuar con relación a los centros de coordinación regionales, los cuales sustituirán a los antiguos coordinadores regionales de seguridad. Entre sus nuevas obligaciones se encuentran las de recibir y evaluar la propuesta de creación del centro regional, asegurarse de que este disponga de todas las dotaciones necesarias, proponer nuevas tareas o responsabilidades, así como contralar su correcto funcionamiento. Así mismo, los Estados miembros deberán asegurar que las competencias regulatorias de las autoridades son suficientes para desempeñar este nuevo papel.

Continuando con el artículo 63, este detalla el procedimiento que se sigue en caso de que alguna autoridad reguladora no cumpla los códigos de red, las directivas o reglamentos. En este caso, la ACRE es la última responsable de dar un dictamen, si la autoridad reguladora no acata el dictamen se deberá comunicar a la Comisión para que examine el caso.

Por último, el artículo 64 precisa que las empresas de suministro tendrán a disposición de las autoridades toda la información de los contratos y transacciones de al menos los cinco años últimos.

## **2.8 CAPÍTULO VIII. DISPOSICIONES FINALES**

Este último capítulo posee un carácter burocrático ya que establece las directrices que se deben tomar para acatar la directiva.

De sus artículos se podrían destacar el 66, en él se exponen las excepciones a la hora de aplicar la directiva, el 69 establece que la Comisión deberá realizar un informe a más tardar para el 31 de diciembre de 2025 sobre el grado de aplicación de la directiva, en su caso el 70 indica las modificaciones de la Directiva 2012/27/UE, en el 71 se dictan las fechas de transposición de la directiva y el 72 hace efectiva la derogación de la Directiva 2009/72/CE.

Tanto el artículo 70 como el 71 se tratarán de forma separada en capítulos posteriores del presente documento.



# 3 LEGISLACIÓN ESPAÑOLA ACTUAL

La regulación del sector eléctrico español está constituida por un amplio conjunto de leyes, reales decretos, órdenes, etc., concretamente, el Código de la Energía Eléctrica recoge todos estos documentos en algo más de 2300 páginas [25]. No es necesario tratar en el presente documento el escrito al completo, así pues, a continuación se realizará el análisis de la actual ley del Sector Eléctrico [13], el texto legislativo más importante dentro del sector. Además, se tratarán los reales decretos que presentan mayor interés en los capítulos futuros.

## 3.1 LEY 24/2013 DEL SECTOR ELÉCTRICO

El apartado está basado en el texto consolidado de la ley. Este, además del preámbulo y las disposiciones finales, está compuesto por diez títulos los cuales se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Títulos de la Ley 24/2013

TÍTULO	NOMBRE
I	Disposición general
II	Ordenación del suministro
III	Sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico
IV	Producción de energía eléctrica
V	Gestión económica y técnica del sistema eléctrico
VI	Transporte de energía eléctrica
VII	Distribución de energía eléctrica
VIII	Suministro de energía eléctrica
IX	Autorizaciones, expropiaciones y servidumbres
X	Régimen de inspecciones, infracciones y sanciones

Destacar que el Título VIII contiene dos capítulos: Suministro a los usuarios y gestión de la demanda eléctrica y Calidad del suministro eléctrico, y el Título X está compuesto por tres capítulos: Inspecciones, Infracciones y sanciones y Procedimiento sancionador.

Dentro de los títulos anteriores no todos conciernen al presente documento. Concretamente, el Título III, el Título V, el Título IX y el Título X no se van a tratar, ya que no mantienen relación con la Directiva porque presentan un carácter económico o marcadamente judicial. Ocurre lo mismo con las disposiciones finales. El resto de apartados se analizarán de forma similar a como se analizaron los de la Directiva.

### **3.1.1 PREÁMBULO**

A lo largo de este primer fragmento se menciona la Directiva 2009/72/CE y el resto de los elementos del Tercer Paquete Energético al indicar que engloba todo lo concerniente a ellos y en especial, lo referente a los derechos de los consumidores.

Además, se hace hincapié en las leyes, reales decretos, etc. que se aprobaron entre ella y la anterior Ley del Sector Eléctrico, así como en la gravedad del desequilibrio financiero del sistema eléctrico. Por otro lado, abarca lo referente a las fuentes de energía renovables, especialmente las retribuciones que estas conllevan.

### **3.1.2 TÍTULO I. DISPOSICIONES GENERALES**

Este primer título establece como fin de la ley garantizar el suministro de acuerdo con las necesidades de los consumidores. Es en el segundo artículo, donde se define el concepto de libertad empresarial dentro del sistema eléctrico. Continuando con el tercer artículo, este enumera las competencias de la Administración General del Estado, entre las que se pueden destacar establecer medidas tanto para asegurar el suministro como para afianzar la estabilidad económica y financiera del sistema, además, es la responsable de establecer, otorgar y revocar el régimen retributivo a alguna de las actividades.

El artículo 4 dispone las pautas que se deben cumplir en la planificación de sistema eléctrico, y la necesidad de prever la evolución de este. Por último, el quinto aclara conceptos sobre cómo debe coordinarse la expansión del sistema eléctrico con los planes urbanísticos.

### **3.1.3 TÍTULO II. ORDENACIÓN DEL SUMINISTRO**

La ley continúa definiendo aspectos generales del sistema eléctrico. En el artículo 6 define los diferentes sujetos del mercado: productores, operador del mercado, operador del sistema, transportista, comercializadores, consumidores y consumidores directos.

El siguiente artículo enumera cuando y como debe actuar el Gobierno en caso de que el suministro corra algún riesgo, así como que la CNMC (Comisión Nacional de Mercados) supervisará la aplicación de dichas medidas.

El octavo artículo establece que la producción, la comercialización, excepto las comercializadoras de referencia, y el servicio de recarga se ejercerán en régimen de libre competencia. Por el contrario, la operación del sistema, la operación del mercado, el transporte y la distribución son actividades reguladas, las dos últimas deberán facilitar el acceso a tercero.

El artículo 9 engloba lo referente al autoconsumo de energía y diferencia dos posibilidades, autoconsumo sin excedente y autoconsumo con excedente. Define las condiciones administrativas y técnicas que se deben cumplir según si la instalación excede los 100kW o no. Asimismo, especifica que la energía autoconsumida está libre de cargos y peajes.

El siguiente artículo indica que los TNP (Territorios No Peninsulares) podrán ser objeto de un reglamento singular que, entre otros, desarrollará la posibilidad de formar parte del mercado nacional si existen interconexiones suficientes, además de establecer incentivos económicos al operador del sistema con el fin de reducir progresivamente el precio de producir energía en estos sistemas.

El artículo 11 precisa que solo los productores, los comercializadores y los consumidores directos podrán adquirir o vender energía mediante interconexiones con terceros países. El operador del sistema también podrá comprar y vender energía a otros Estados miembros, pero solo cuando sea necesario para el



mantenimiento y para garantizar la seguridad del suministro.

El título acaba enumerando todas las claves referentes a la separación de actividades. Cuando una sociedad mercantil realice actividades reguladas no podrá realizar actividades de libre competencia. En cambio, un grupo de sociedades si podrá hacerlo, siempre y cuando sean ejercidas por sociedades diferentes y garanticen la independencia entre sus responsables y las decisiones tomadas.

### **3.1.4 TÍTULO IV. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

En la Directiva no hay ningún apartado específico sobre la producción de energía eléctrica, pero a pesar de ello se considera que es imprescindible tratarlo para poder exponer al completo el funcionamiento del sistema eléctrico, ya que es una de sus actividades.

En el primer artículo se establece la obligación de estar inscrito en el registro de instalaciones de producción para poder participar en el mercado, así como la de mantener la capacidad de producción prevista. El artículo 22 es exclusivo para centrales hidráulicas, en estos casos existe un procedimiento específico para solicitar tanto la concesión del uso de aguas como las unidades de producción de potencia. Los tres siguientes artículos detallan cómo funciona el mercado diario de energía eléctrica y las excepciones que existen, tales como los TNP, energía primaria autóctona, etc.

El texto continúa con el artículo 26, dónde se enumeran los derechos y obligaciones de los productores. Además, indica que la energía procedente de fuentes renovables o cogeneración de alta eficiencia tendrá prioridad de despacho.

### **3.1.5 TÍTULO VI. TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Siendo el transporte la actividad más regulada del sistema, este apartado tan solo abarca 4 artículos. Esto se debe a que es en otros documentos, como reales decretos o los propios procedimientos de operación del transportista, donde se establecen las normas y directrices.

El artículo 34, entre otros, diferencia entre red de transporte primaria y secundaria, además especifica que Red Eléctrica de España S.A. es el transportista único. Por otro lado, especifica la obligación de presentar planes de desarrollo anuales y plurianuales, así como la posibilidad de prestar servicios de comunicaciones electrónicas. Saltando al artículo 36, este establece las obligaciones y los derechos del transportista. De los primeros, además de la responsabilidad de mantener y desarrollar la red, podrían destacarse la necesidad de colaborar con el Ministerios, así como la de obedecer y cooperar con el operador del sistema. Por último, el artículo 37 marca que el operador del sistema como gestor de la red es el responsable de otorgar los permisos de conexión a la red.

### **3.1.6 TÍTULO VII. DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Siguiendo la misma estructura que los títulos anteriores, el primer artículo define qué son las redes de distribución, así como la posibilidad de que exista más de un GRD por comunidad autónoma. Al igual que las de transporte, podrán ofrecer servicios de comunicaciones electrónicas. El último punto es interesante, ya que especifica que, siempre que quede demostrado que no existe interés privado, las distribuidoras podrá ser titulares de último recurso de puntos de carga para vehículos eléctricos.

El artículo 39 define la red de distribución como red única y monopolio natural, es decir, las autorizaciones de uso no serán únicas, pero si habrá un único gestor. En el artículo 41 se precisa que será el gestor de la red de distribución el que otorgue los permisos de acceso.

Por su parte el artículo 40 enumera las obligaciones y derechos de los gestores de redes de distribución. Entre los primeros se encuentran el ser responsables de la gestión de la red, así como presentar los planes

de inversión. Entre los derechos se destaca el de poder exigir a los sujetos que posean equipos de medida y control. Además, se detallan las funciones que deben desempeñar, entre ellas hay tres que despiertan mayor interés, llevar a cabo los programas públicos de gestión de la demanda, proteger al consumidor y tratar la información con carácter confidencial sin obtener beneficios comerciales.

### **3.1.7 TÍTULO VII. SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

El consumidor también posee un importante papel en esta ley, centrado tanto en su protección como en la necesidad de que el suministro alcance los requisitos mínimos. Se divide en dos capítulos, el primero se denomina Suministro a los usuarios y gestión de la demanda y comienza con el artículo 43. Este define el concepto de suministro y la necesidad de proyectar en los contratos las medidas de protección, la resolución de reclamaciones y el proceso de cambio de suministrador. La CNMC es la responsable de supervisar el cumplimiento de las medidas en aras de la protección del consumidor.

Continúa el artículo 44 detallando los derechos y obligaciones de los consumidores. Entre los primeros se puede destacar tener disponibles sus datos de consumo y que siempre que se modifiquen las condiciones contractuales deberán ser previamente avisados, además el cambio de suministrador podrá realizarse sin costes adicionales. Por otro lado, está obligados a disponer de instalaciones y aparatos garantes de los requisitos técnicos y de seguridad.

El artículo 45 trata los consumidores vulnerables. Además de definir el bono social especifica que, tal como dispone la Directiva 2009/72/CE, el coste que este supone será considerado obligación de servicio público, y será cofinanciado con las sociedades comercializadoras. Su aporte se realizará en función de los clientes que posea y será la CNMC quien los calcule y publique.

El siguiente artículo expone las obligaciones y derechos de las empresas suministradoras. Entre otros, están obligados a poner en práctica los programas públicos de gestión de la demanda, trabajar en la protección del consumidor, informar del origen de la energía, así como de poseer un servicio de atención de quejas totalmente gratuito y cumplir los plazos de cambio de suministrador. Acorde con las obligaciones de los clientes, entre los derechos de las comercializadores se encuentra el de exigir unas condiciones técnicas y de seguridad de los elementos de medida.

Pasando al artículo 48, establece que la carga de vehículos o de otras baterías en unas determinadas condiciones y con unos determinados beneficios podrá conllevar el consumo de energía gratuito u oneroso. Por su parte el artículo 49, especifica que las empresas eléctricas, los clientes, el operador del sistema y la Administración podrán realizar y adoptar medidas que fomenten una mejora de la gestión de la demanda eléctrica, entre las que se incluye el servicio de interrumpibilidad.

Este primer capítulo termina con el artículo 50 sobre los planes de ahorro y eficiencia energética. Dichos programas podrán disponer de fondos públicos y estarán orientados a optimizar y mejorar el rendimiento de los procesos de transformación de la energía, sectores de alto consumo y de nuevas plantas. Así como mejorar la eficiencia de las grandes y medianas empresas, y de los edificios residenciales y comerciales.

El Capítulo II de nombre *Calidad del suministro eléctrico* comienza con el artículo 51. En él define el concepto de calidad de suministro y se establece que las empresas eléctricas deberán cumplir los indicadores reglamentados por el Gobierno. El artículo 52 se centra en la suspensión del suministro. Especifica cuando podrá aplicarse, por ejemplo, si aparece en el contrato o si es imprescindible para el mantenimiento del sistema. Además, se enumeran los diferentes suministros esenciales, centros sanitarios, centros penitenciarios, alumbrado público, etc.

## **3.2 REALES DECRETOS**

La ley analizada en el apartado anterior establece las bases para todo lo concerniente al sector,

pero generalmente es en los reales decretos donde se desarrollan en profundidad los diferentes aspectos del sistema eléctrico. Por consiguiente, a continuación, se van a tratar los reales decretos de mayor importancia para el presente estudio. No se van a evaluar con la profundidad con la que se ha evaluado la Ley 24/2013 o Ley del Sector Eléctrico, ya que no es el fin de este documento.

**RD 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 [26].**

El objetivo principal de esta disposición es desarrollar los diferentes aspectos de las actividades del sistema eléctrico, detallando al completo las funciones, derechos y obligaciones de cada uno de ellos. Con el fin de ilustrar esquemáticamente su contenido principal en la Tabla 5 se muestra su índice:

Tabla 5. Índice Real Decreto 1955/2000

TÍTULO	NOMBRE
I	Disposiciones generales
II	Trasporte de energía eléctrica
III	Distribución
IV	Acceso a las redes de transporte y distribución. Líneas directas
V	Actividad de comercialización y consumidores cualificados
VI	Suministro
VII	Procedimiento de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución.
VIII	Registros administrativos

Como puede verse presta especial atención al transporte y a la distribución, ya que ambas son actividades reguladas, y tiene un título dedicado al acceso a dichas redes. Avanzando en el índice, el sexto título está orientado a la relación del comercializador con el cliente, es decir se centra en lo relativo a los contratos y a la protección del consumidor.

**RD 1110/2007 de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico [27].**

Este es un real decreto de gran importancia, ya que define las condiciones de funcionamiento del sistema de medidas y este es esencial para la correcta actividad del mercado eléctrico. Desde la irrupción de los sistemas de medida inteligentes se ha visto sometido a importantes modificaciones. Los capítulos se estructuran como indica la Tabla 6:

Tabla 6. Índice Real Decreto 1110/2007

CAPÍTULO	NOMBRE
I	Normas generales
II	Equipos de medida
III	Verificación e inspección
IV	Sistemas y protocolos de comunicaciones
V	Equipamiento y funciones de los concentradores
VI	Costes de los Servicios
VII	Diferencias en las medidas y carencias de la información

Además de definirse los cinco tipos de punto de medidas y todo lo concerniente a ellos, también abarca un aspecto muy importante, la gestión y protección de las grandes cantidades de datos que generan los nuevos contadores.

**RD 897/2017 de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica [28].**

Velar por los consumidores finales es uno de los principales objetivos de las diferentes directivas y reglamentos dictados por la Comisión en lo referente al sistema eléctrico, por eso este real decreto también posee un carácter importante en lo que al presente documento se refiere. El índice de esta disposición se muestra en la Tabla 7:

Tabla 7. Índice Real Decreto 897/2017

CAPÍTULO	NOMBRE
I	Disposiciones generales
II	Consumidor vulnerable
III	Bono social de aplicación al consumidor vulnerable
IV	Financiación del coste del suministro de electricidad del consumidor en riesgo de exclusión social
V	Mecanismo de financiación del bono social y del coste del suministro de electricidad del consumidor en riesgo de exclusión social
VI	Suspensión del suministro de electricidad a consumidores personas físicas en su vivienda habitual con potencia contratada igual o inferior a 10 kW

A parte de definir en detalle al consumidor vulnerables y el bono social, en el cuarto y el quinto capítulo se afronta la financiación de dicho bono, es decir se establece que el Estado y el resto de comercializadoras, es decir aquellas que no son de último recurso, son las que debe pagar lo que dejan de pagar los consumidores.

**RD 244/2019 de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica [29].**

Define los conceptos y los tipos de autoconsumo, pero no llega a desarrollar con su suficiente profundidad todos los aspectos del autoconsumo. Por ejemplo, define los diferentes tipos de autoconsumo, pero no llega a desarrollar como remunerar a aquellos que vierten energía autogenerada a la red. En la Tabla 8 se muestra el índice del contenido principal de la disposición:

Tabla 8. Índice Real Decreto 244/2019

CAPÍTULO	NOMBRE
I	Disposiciones generales
II	Clasificación y definiciones
III	Régimen jurídico de las modalidades de autoconsumo
IV	Requisitos de medida y gestión de la energía
V	Gestión de la energía eléctrica producida y consumida
VI	Aplicación de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos a las modalidades de autoconsumo
VII	Registro, inspección y régimen sancionador



## 4 TRANPOSICIÓN

Tras haber analizado la Directiva (UE) 2019/944 y revisado la Ley del Sector Eléctrico, se va a desglosar la transposición de la primera al marco regulatorio español. Para ellos se partirá del artículo 71 de la directiva, ya que este indica los artículos que deben transponerse. Por otra parte, tal y como se ha advertido anteriormente, la directiva tratada deroga la Directiva 2009/72/CE, esto supone que gran parte de los artículos ya han sido transpuestos a la legislación española. Concretamente, de los 74 artículos, solamente 23 son nuevos y 5 han sufrido modificaciones parciales en sus apartados. En la Tabla 9 se detallan los nuevos artículos o apartados de cada capítulo.

Tabla 9. Artículos nuevos respecto a la anterior directiva

<b>TÍTULO</b>	<b>ARTÍCULOS/APARTADOS</b>
I	-
II	Art.3, art.5 y art.6 apdo.3
III	Art.10 apdo.7, art.11, desde art.13 a art.18, art.19 apdo.2 a apdo.6, desde art.20 a art.24 y art.29
IV	Desde art.32 a art.34 y art.29
V	Art.40 apdo.2 a apdo.8
VI	Art.54
VII	Art.59 apdo.4 y apdo.9 y art.62
VIII	Art.67 y art.70

Los artículos deben ser transpuestos antes del 31 de diciembre de 2020 a excepción del número 71, ya que engloba las modificaciones de la Directiva 2012/27/UE [30] y se tratará en último lugar dentro de este capítulo. El resto de los artículos, los cuales se detallan en la Tabla 10, se agrupan según temática y se irá tratando uno a uno, presentando mayor atención aquellos que son de nueva incorporación.

Tabla 10. Artículos que deben entrar en vigor antes del 31 del 12 de 2020

<b>CAPÍTULO</b>	<b>ARTÍCULO</b>	<b>APARTADO</b>	<b>SUBAPARTADO</b>
I	2		
II	3-5		
	6	2-3	
	7	1	
	8	2	j
	8	2	i
	9	2	
III	10	2-12	
	11-18		
	19	2-6	
	20-24		

	26		
	28-29		
IV	31-34		
	36		
	38	2	
V	40		
	42		
VI	46	2	d
	51		
	54		
VII	57-59		
	61-63		
VIII	70		

La Tabla 10 muestra el listado de artículos a transponer. A continuación, se detalla dónde está transpuesto cada uno de ellos, o en su defecto, cuáles serán los cambios que se deben introducir para que se apliquen.

## 4.1 ASPECTOS GENERALES

### Artículo 2. Definiciones

Dichas definiciones deberán aparecer en uno de los primeros artículos del real decreto o documento legislativo que introduzca las modificaciones resultantes de esta directiva.

### Artículo 3. Mercado de la electricidad competitivo, centrado en el consumidor, flexible y no discriminatorio.

Este artículo establece las directrices generales de la directiva, haciendo referencia a la participación del cliente final, las interconexiones internacionales y la competencia equitativa. Así pues, se entiende que la mayoría de las medidas que establecen los siguientes artículos están orientadas a alcanzar estos principios.

### Artículo 6. Acceso de terceros

El RD 1955/2000 artículo 52, apartado 2 y el artículo 60, apartado 2 establecen, el primero para las redes de transporte y el segundo para las de distribución, que: *“Este derecho sólo podrá ser restringido por la falta de capacidad necesaria [...]”*

Este artículo especifica que cuando una red de distribución sea gestionada por una comunidad ciudadana de energía, será esta la responsable de estudiar el acceso a dicha red y denegarlo en caso de que no exista capacidad. En la legislación actual esto no está reflejado porque las comunidades aún no están definidas, entonces, cuando se definan sus obligaciones habrá que incluir esta.

### Artículo 7. Líneas directas

La Ley del Sector Eléctrico en su art.42, apdo.1 indica *“ [...] tengan por objeto el enlace directo de una instalación de producción de energía eléctrica con un consumidor [...]En todo caso el titular de la instalación de producción y el consumidor deberán ser la misma empresa o pertenecer al mismo grupo empresarial [...] ”*

Por su parte, y aunque pueda parecer contradictorio, el RD 1955/2000 en el artículo 67 especifica:

*“Tendrán la consideración de líneas directas aquéllas que tengan por objeto el enlace directo de un centro de producción con un centro de consumo del mismo titular o de un consumidor cualificado.”*

Este último es el que va acorde con la definición de la directiva, es decir los consumidores cualificados también pueden disfrutar de líneas directas.

#### **Artículo 8. Procedimiento de autorización para nuevas instalaciones de generación**

El Título VII del RD 1955/00 trata los procedimientos de autorización de instalaciones de producción. El artículo 124 establece que las nuevas instalaciones deberán someterse a la evaluación de su impacto ambiental, dónde quedará reflejado su impacto sobre los objetivos de la Unión Europea para 2030.

#### **Artículo 9. Obligaciones de servicio público**

Por un lado, el artículo 26, apartado 3 de la Ley del Sector Eléctrico establece como obligación de los productores: *“[...] términos previstos [...] en lo que se refiere a seguridad, disponibilidad y mantenimiento de la potencia instalada y al cumplimiento de las condiciones medioambientales exigibles”*.

Por otra parte, tanto el artículo 36, apartado 3 como el artículo 40, apartado 1 dicen, el primero referido al transportista y el segundo a la empresa distribuidora: *“[...] prestando el servicio de forma regular y continua con los niveles de calidad que se determinen reglamentariamente”*

Además, en el artículo 104 y el artículo 106 del RD 1955/2000 se definen respectivamente los índices de calidad individual y zonal que deben cumplir las distribuidoras.

Las comercializadoras según el artículo 46, apartado 1 de la Ley del Sector Eléctrico, tienen la obligación de *“Informar a sus clientes acerca del origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas.”*

## **4.2 SUMINISTRO**

#### **Artículo 4. Libre elección del suministrador**

La Ley del Sector Eléctrico artículo 44, apartado c establece como derecho del cliente: *“Elegir su suministrador, pudiendo contratar el suministro con uno o varios...”*

#### **Artículo 10. Derechos contractuales básicos**

Los apartados se reparten a lo largo del art. 44, apdo.1 de la Ley del Sector Eléctrico.

En el subapartado d) se especifica: *“[...] en el que se especifique:*

*1.º La identidad y la dirección de la empresa;*

*2.º la duración del contrato, condiciones para su renovación y las causas de rescisión y [...]*”

En este caso el apartado e) establece: *“[...] avisados de forma transparente y comprensible de cualquier intención de modificar las condiciones del contrato [...]*”

En el subapartado j) se define como derecho del consumidor: *“Recibir información transparente sobre los precios y condiciones generales aplicables al acceso y al suministro de energía eléctrica.”*

El subapartado f) señala: *“Poder escoger libremente el modo de pago, de forma que no se produzca ninguna discriminación indebida [...]*”

En uno de los últimos párrafos del subapartado d) se precisa: *“Las condiciones generales serán equitativas y transparentes [...]Se explicarán en un lenguaje claro y comprensible [...]*”

Continuando con el subapartado l), el cual establece como derecho: *“Disponer de procedimientos para tramitar sus reclamaciones [...]*”



Concluyendo con este artículo, el subapartado ñ) determina que el cliente tiene que: *“Recibir la liquidación de la cuenta después de cualquier cambio de suministrador de electricidad, en el plazo de 42 días como máximo [...]”*

Hay solo dos apartados del artículo que si se deben tratar. Por un lado, el 7 que es de nueva incorporación, tras revisar la legislación se concluye que no se hace referencia a él en ningún punto. Por tanto, será necesario introducir bien una frase en el subapartado f) del artículo 44, apartado 1 de la Ley del Sector Eléctrico o crear un nuevo subapartado. Dicha frase debe especificar que el pago anticipado no puede suponer una desventaja respecto al resto de sistemas de pago. Por otra parte, el apartado 10 hace referencia al servicio universal, pero en el mercado regulatorio español el suministro de energía eléctrica está definido como un servicio de interés económico general. Entonces, habría que estudiar hasta qué punto esto es contradictorio.

#### **Artículo 11. Derecho a un contrato con precios dinámicos de electricidad**

El Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) permiten a los consumidores contratar tarifas cuyos precios horarios en términos de energía. Los clientes que pueden acogerse a estos precios deben tener una potencia contratada inferior a los 10kW, es decir están orientados tanto para consumidores residenciales como para pequeñas empresas.

Por otra parte, cualquier cliente puede contratar el suministro eléctrico con una comercializadora mediante un contrato con precios *indexados*. Esto quiere decir, que el coste final para cada periodo corresponde a la media ponderada de otros costes como el precio horario del Mercado Diario, peajes, servicios de ajuste, etc. Dicha ponderación se hace en base al consumo horario del cliente.

#### **Artículo 12. Derecho a cambiar de suministrador y normas aplicables a las tasas relacionadas con el cambio**

En la Ley del Sector Eléctrico artículo 43 se especifica: *“incluyendo los procedimientos de cambio de suministrador, que se realizará en un plazo máximo de 21 días”*

Continuando con la misma ley, el artículo 44 apartado k) impone como derecho de los consumidores: *“Realizar el cambio de suministrador sin coste alguno y en los plazos legal y reglamentariamente establecidos”*

#### **Artículo 14. Herramientas de comparación**

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ofrece un comparador para tarifas de electricidad, útil también para las de gas, en aras de proteger y dotar de información al consumidor. Así como de un simulador de la factura de la luz.

### **4.3 NUEVAS FUNCIONES DE LOS CLIENTES FINALES**

#### **Artículo 15. Clientes activos**

El RD 244/2019 regula el autoconsumo y en su tercer artículo define: *“Consumidor asociado: Consumidor en un punto de suministro que tiene asociadas instalaciones próximas de red interior o instalaciones próximas a través de la red”*. Es la definición más similar a cliente activo que se encuentra en la legislación española. Aun así dista mucho de él, ya que, aunque en la definición no se empleen palabras de la familia léxica de generar, se entiende que solo se aplicaría a su papel como autogenerador. Pero el cliente activo va mucho más allá, porque su definición también habla de almacenamiento, planes de flexibilidad o de eficiencia energética.

Por lo tanto, lo primero que habría que hacer es definir el concepto de cliente activo, además esto permitiría homogeneizar conceptos respecto a la Comisión. También habría que introducir como derecho de los clientes finales la posibilidad de participar como cliente activo y establecer los derechos y obligaciones

específicos de este último. Alguno de ellos ya los establece la directiva:

*“Los Estados miembros garantizarán que los clientes activos:*

*a) tengan derecho a operar directamente o mediante agregación;*

*b) tengan derecho a vender electricidad autogenerada, en particular mediante acuerdos de compraventa de energía;*

*c) [...]”*

#### **Artículo 16. Comunidades ciudadanas de energía**

Volviendo al RD 244/2019, este define: *“Autoconsumo colectivo: Se dice que un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.”* Pero ocurre lo mismo que con los clientes activos, esta definición está muy lejos de lo que pretenden ser las comunidades ciudadanas de energía.

Por otra parte, el papel de las comunidades ciudadanas puede tener similitudes con el de las cooperativas de energía eléctrica. En España son varias las cooperativas que participan en el mercado eléctrico, pero no tienen una regulación particular. Es decir, no existe un texto específico para cooperativas de energía, se rigen por la Ley 27/1999 de Cooperativas, pero en él no se hace referencia en ningún momento al concepto de comunidad.

El pasado 30 de julio de 2020 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico habilitó la consulta pública previa a la elaboración de la Estrategia Nacional de Autoconsumo. En ella se desarrollarán las comunidades energéticas como instrumento para promocionar el autoconsumo compartido[31].

Así pues, será necesario definir el concepto de comunidad ciudadana de energía tal y como indica la directiva, sus funciones, derechos y obligaciones. Incluso se debería desarrollar una legislación propia para ellas, ya que se introduce un nuevo elemento en el mercado y aparte de tener que establecer los requisitos técnicos y administrativos que deben cumplir, será necesario definir todo lo concerniente a la organización, el proceso de constitución y los derechos y obligaciones de los miembros que la constituyen.

## **4.4 FACTURACIÓN Y SISTEMAS DE MEDICIÓN**

#### **Artículo 18. Facturas e información sobre la facturación**

A nivel general el RD 1619/2012 define las obligaciones de facturación para cualquier ámbito de aplicación [32]. Las especificaciones concretas de las facturas de energía eléctrica las regula la Resolución del 23 de mayo de 2014 de la Dirección General de Política Energética y Minas, esta detalla el contenido mínimo de las facturas.

Por otra parte, el RD 1955/2000 en su artículo 110 bis. establece la información que debe aparecer en las facturas sobre la fuente de energía primaria utilizadas tanto a nivel global como dentro de la propia comercializadora. Además de dar información sobre las emisiones de CO<sub>2</sub> y de los residuos radiactivos generados.

#### **Artículo 19. Sistemas de medición inteligente**

En la Disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007 se definió el Plan de sustitución de equipos de medida, en su primer apartado establecía: *“Todos los contadores de medida en suministros de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW deberán ser sustituidos por nuevos equipos que permitan la discriminación horaria y la telegestión antes del 31 de diciembre de 2018.*

[...]

a) Antes del 31 de diciembre de 2014 deberá sustituirse un 35 por ciento del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.

b) Entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2016 deberá sustituirse un 35 por ciento del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.

c) Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2018 cada empresa distribuidora deberá sustituir el 30 por ciento del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada sin perjuicio de lo establecido en el párrafo siguiente.

*A partir del 1 de enero de 2019, cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica podrá mantener hasta un máximo de un dos por ciento del total del parque de contadores sin sustituir siempre que sea debido a causas no imputables a la misma.”*

De hecho, esta disposición fue más allá de lo que establecía la Comisión Europea y se vieron obligados a modificarla mediante la Orden IET/290/2012, eliminando entre otros el último párrafo entrecomillado anteriormente.

Como consecuencia, según la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en España en el 2018 el 98% de los contadores de tipo 5 ya eran inteligentes y estaban integrados en el sistema de telegestión [33].

Ahora lo que hay que hacer es aportarles a los clientes finales las herramientas y el conocimiento suficiente para poder obtener el mayor rendimiento a estos sistemas de medición, permitiendo mejorar la eficiencia de los hogares. Y que no solo sean las comercializadoras y distribuidoras las que puedan obtener beneficios mediante el análisis y estudio de las grandes cantidades de datos que estos generan.

## **Artículo 20. Funcionalidades de los sistemas de medición inteligentes**

El artículo 9 del RD 1110/2007 define las funciones de los contadores: *“Las especificaciones funcionales mínimas de los sistemas [...]:*

*Lectura remota de los registros de energía activa y reactiva, así como de potencia, necesarios para la facturación de los consumos.*

*Lectura remota de los registros de los parámetros de calidad.*

*Parametrización del equipo de medida de forma remota,*

*[...]*

*Sincronización periódica remota con los concentradores*

*[...]*

*Por último, el sistema deberá disponer de capacidad de gestión de cargas, con el objeto de reducir la demanda en momentos críticos.”*

Es preciso destacar, que la lectura remota de los registros de los parámetros de calidad no está implantada en el sistema a nivel práctico, por lo tanto, no existe un flujo de información sobre estos datos.

Este artículo de la directiva también menciona la protección de los datos y el acceso a los mismos por parte de los clientes. Esta se trata a lo largo del Capítulo V de este real decreto. En concreto en el artículo 26 se dicta: *“La información relativa a la medida de clientes obtenida por la aplicación de este reglamento tiene carácter confidencial. La difusión de la información de medidas sólo podrá hacerse con consentimiento expreso de los afectados. [...] El operador del sistema gestionará el acceso a la información del concentrador principal, de forma que se garantice su confidencialidad [...] Los titulares de concentradores secundarios serán plenamente responsables de garantizar la confidencialidad de la información y datos de clientes de que dispongan.”*

En lo referente al acceso a los datos, el siguiente artículo establece: *“El acceso de los usuarios a los concentradores principal y secundarios para consulta de datos se realizará mediante los canales de comunicación y procedimientos que establezcan los procedimientos de operación del sistema con objeto de garantizar su seguridad.”* Aunque a continuación detalla: *“el coste para el usuario sea mínimo, considerando tanto la inversión en el equipo como el gasto previsto en las comunicaciones”* Esta frase puede dar lugar a dudas, ya que puede incluirse cualquier coste en ese que menciona el artículo y no se especifica que no se puede cobrar un importe extra por el acceso a los datos. Por tanto, sería adecuado especificar este aspecto.

El artículo 28 por su parte dispone: *“Las instrucciones técnicas complementarias fijarán la periodicidad de las lecturas [...]. Sin perjuicio de lo anterior, la lectura de la energía generada por las instalaciones de generación cuyos puntos de medida sean tipo 3 y 5 será mensual. A petición de cualquiera de los participantes en una medida y previa justificación se podrán realizar lecturas adicionales, corriendo los gastos por cuenta del solicitante,”* La última frase podría ser cuestionable, es decir, según la directiva los sistemas de medida podrán alcanzar una resolución temporal igual a la de los periodos de liquidación de desvíos. Entonces, si un cliente solicita medidas con dicha resolución se entiende que no se debería cobrar un coste adicional, ya que no está pidiendo medidas extraordinarias, porque los sistemas están habilitados para alcanzar esa frecuencia de medida.

#### **Artículo 21. Derecho a un contador inteligente**

Continuando con el mismo real decreto, el artículo 14 dice: *“Los equipos de medida o algunos de sus elementos serán reemplazados cuando se averíen o cuando alguno de los participantes en la medida solicite su sustitución por otro de calidad superior. Cuando la sustitución se realice a petición de un participante, éste correrá con los gastos que ocasione [...]”*

Pero no especifica el proceso a seguir en caso de que la instalación de un contador inteligente sea valorada negativamente a consecuencia de su alto coste. En base al alto porcentaje de puntos de medida que ya cuentan con contadores inteligentes se entiende que son pocas las ocasiones en las que surge esta situación, pero aun así debería quedar reflejado en la normativa. Por ejemplo, la directiva establece que como muy tarde la instalación se tiene que realizar 4 meses después de la solicitud. Así pues, habría que incluir las pautas que define la directiva.

#### **Artículo 22. Contadores convencionales**

Actualmente en España todo aquel que posee un contrato de suministro eléctrico dispone de un contador. Igualmente, tal y como se ha mencionado anteriormente la inmensa mayoría de clientes ya tienen instalados contadores inteligentes.

#### **Artículo 23. Gestión de datos**

En el artículo 4 del RD 1110/2007 se establece que el operador del sistema es el responsable del sistema de medidas, viéndose obligado a trabajar en aras del correcto funcionamiento y gestión del mismo. En la directiva se establece que es el Estado el que debe organizar la gestión de los datos, pero no dispone especificación sobre el sistema en sí, por lo tanto, se entiende que lo que dicta la ley española no es contradictorio con lo establecido por la directiva.

Tal y como se ha hablado al estudiar el artículo 20, en este real decreto los artículos 26 y 27 detallen lo referente a la protección de los datos.

De nuevo en el apartado 5 de este artículo se establece que no puede suponer ningún coste para los usuarios el acceso a sus datos.

#### **Artículo 24. Requisitos de interoperabilidad y procedimiento de acceso a datos**

Este artículo dice que la Comisión establecerá procedimientos específicos para el acceso a los datos y que los Estados miembros deberán velar por que se apliquen. Por consiguiente, habrá que esperar a que los

publiquen.

#### **Artículo 26. Derecho a la resolución extrajudicial de litigios**

En la Ley del Sector Eléctrico artículo 43, apartado 4, se especifica: “[...] órganos extrajudiciales de resolución consensual de litigios en materia de consumo, se preverá reglamentariamente la posibilidad de acudir al sistema arbitral de consumo para la resolución de tales reclamaciones.”

Por otro lado, el apartado 5 establece: “Para el supuesto de que no se sometan a las entidades de resolución alternativa de litigios en materia de consumo o que estas no resulten competentes [...] podrán someter la controversia al Ministerio de Industria, Energía y Turismo [...]”

*El procedimiento, que se aprobará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, deberá ser transparente, sencillo y gratuito. [...]*”

### **4.5 TARIFAS Y PRECIOS DE SUMINISTRO**

#### **Artículo 5. Precios de suministro basado en el mercado**

Referente al libre mercado, el artículo 2 de la Ley 24/13 dice: “Se reconoce la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica [...]”

Por su parte el artículo 17 de esta misma ley define los precios voluntarios, y con ellos las tarifas de último recurso: “Los precios voluntarios para el pequeño consumidor, que serán únicos en todo el territorio español, serán los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores [...] de suministro de referencia, a aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan los requisitos para que les resulten de aplicación.” Es el RD 216/2014 el que detalla el cálculo de dichos precios y todo lo relativo a ellos [34].

Continuando con la Ley del Sector Eléctrico, el artículo 45 define los consumidores vulnerables: “[...] los consumidores de electricidad que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen.” A continuación establece: “El bono social resultará de aplicación a los consumidores vulnerables que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo” En este caso es el RD 897/2017 el que desarrolla las especificaciones sobre los clientes vulnerables y el bono social [28].

En el apartado 6 del artículo que se está estudiando, se refleja el interés de la Comisión Europea por eliminar las intervenciones públicas en la fijación de precios, es decir la tarifa de último recurso. Pero a la vez asume que aún no es viable, porque no existe una competencia efectiva.

Los siguientes apartados establecen que los Estados deben presentar un informe con las medidas tomadas para cumplir estos requisitos.

#### **Artículo 28. Clientes vulnerables**

El artículo 45 de la Ley del Sector Eléctrico, homónimo al presente artículo, define: “Serán considerados como consumidores vulnerables los consumidores de electricidad que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen”

Por su parte, el RD 897/2017 en su artículo 5 establece las diferentes situaciones en las que se debe comunicar a un cliente que puede optar a beneficios por su carácter vulnerable. Así mismo, en el siguiente artículo se establece: “El consumidor vulnerable podrá beneficiarse, en las condiciones establecidas en el presente real decreto, de un descuento en su factura denominado bono social.”

#### **Artículo 29. Pobreza energética**

El Capítulo III del RD 897/2017 detalla las características que debe cumplir un cliente para considerarse vulnerable. Concretamente el artículo 3, apartado 2 dice: “Para que un consumidor de energía eléctrica

*pueda ser considerado consumidor vulnerable, deberá cumplir alguno de los requisitos siguientes:*

- a) Que su renta o, caso de formar parte de una unidad familiar [...]*
- b) Estar en posesión del título de familia numerosa.*
- c) [...]"*

Destacar, que cualquier familia numerosa independientemente de su poder adquisitivo podrá acogerse al bono social. Es decir, en España el bono social también se usa como herramienta para el fomento de la natalidad, no solo para proteger a aquellas personas en situación de pobreza energética. Aun así, este hecho no es contradictorio con lo que dicta la directiva.

## **4.6 AGREGADOR DE DEMANDA**

### **Artículo 13. Contrato de agregación**

Este es uno de los artículos más importantes debido a que desarrolla algo que aún no se implementa en el mercado eléctrico español y que será esencial para el futuro al permitir mayor flexibilidad en la gestión y operación del sistema. La gestión de la demanda está íntimamente relacionada con la generación distribuida, las microrredes, los sistemas de almacenamiento, sistemas de monitorización y control del consumo de aparatos eléctricos

El artículo 49 de la Ley del Sector Eléctrico trata la gestión de la demanda, pero de una forma superficial e insuficiente para lo que la directiva pretende. Por ejemplo, establece que el acceso al mercado por parte del consumidor podrá ser directamente o a través de comercializadores, es decir no define el papel del agregador, un nuevo agente independiente de la comercializadora. Además se enfoca en el servicio de interrumpibilidad, servicio que actúa en situaciones de emergencia y que está orientado a grandes clientes (desde el 1 de julio de 2020 este servicio no está activo [35]).

Por tanto, en primer lugar, se debe definir, dentro del ámbito de la respuesta a la demanda, la figura del agregador de demanda, así como sus derechos, obligaciones y funciones. Además, habrá que desarrollar la actividad que este desempeñará, la gestión activa de la demanda. Esto conlleva introducir nuevos derechos para los clientes, por ejemplo, la directiva establece ya algunos:

*“2. Los Estados miembros garantizarán que, cuando un cliente final desee celebrar un contrato de agregación, el cliente final tenga derecho a hacerlo sin el consentimiento de las empresas eléctricas del cliente final. [...]*

*3. Los Estados miembros garantizarán que los clientes finales tengan derecho a recibir gratuitamente, [...] todos los datos pertinentes a la respuesta de demanda o los datos sobre electricidad suministrada y vendida.”*

Además, referido en sí a los contratos de agregación, habrá que definir los derechos contractuales básicos para así proteger al consumidor final.

Por otra parte, será necesario detallar el modo de facturación de la energía gestionada por el agregador, así como diversos aspectos referentes al precio al que se pagará dicha energía. Otro aspecto a tener en cuenta es que ahora ya no solo se hablará de energía generada, también se deberá remunerar la energía no consumida, y esta es muy difícil cuantificar.

### **Artículo 17. Respuesta de demanda mediante agregación**

Como ya se ha especificado anteriormente, el artículo 49 de la Ley 24/2013 trata la gestión de la demanda sucintamente y desde un punto de vista obsoleto. Así mismo, el documento no llega a mencionar la respuesta a la demanda como tal, tratando directamente la gestión de la demanda. Hecho que puede llegar a resultar contradictorio, ya que el acceso al servicio de interrumpibilidad por parte de grandes clientes no solía conllevar agregación y se basaba en el concepto de respuesta a la demanda.

Este artículo de la directiva establece que el agregador podrá participar en cualquier mercado de forma no discriminatoria, es decir desde el mercado diario al mercado de servicios de ajuste. Así pues, habrá que definir los requisitos que tengan que cumplir los agregadores para poder acceder a cada uno de ellos, tanto administrativos como técnicos, así como las modificaciones estructurales necesarias que deban sufrir los mercados actuales para alcanzar una integración real de la respuesta a la demanda. Además, introduce nuevas obligaciones y derechos referentes a diversos agentes del mercado que se deberán introducir en la legislación española:

*“e) que los clientes finales que tengan un contrato con agregadores independientes no deban hacer frente a pagos, multas u otras restricciones contractuales indebidos solicitados por sus suministradores;*

*f) un mecanismo de resolución de litigios entre participantes en el mercado que presten servicios de agregación y otros participantes en el mercado, incluida la responsabilidad por desvíos.”*

## **4.7 GESTORES DE LAS RED DE DISTRIBUCIÓN**

### **Artículo 31. Funciones de los gestores de redes de distribución**

El artículo 40 de la Ley de Sector Eléctrico detalla las funciones de los GRD, además el RD 1955/2000 en su artículo 41 las enumera con mayor detalle. Por ejemplo, el apartado 1 del primer artículo mencionado dicta: *“Ser responsables de la construcción, operación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de su red de distribución, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes [...]”*

### **Artículo 32. Incentivos para el uso de la de flexibilidad de las redes de distribución**

En el artículo 40 de la Ley del Sector Eléctrico aparece como obligación de los gestores de la red de distribución: *“Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.”*. Pero el artículo de la directiva plantea objetivos más ambiciosos, consecuentemente habrá que modificar la legislación nacional.

El RD 1048/2013 define las retribuciones para los gestores de las redes de distribución, ya que esta se explota en términos de monopolio natural [36]. Concretamente, son los Capítulos IX, Capítulo X y Capítulo XI los que hablan de incentivos. Por tanto, habría que añadir un nuevo capítulo en el que se especificasen los incentivos al aumento de la flexibilidad de la red. Es esencial que los servicios de flexibilidad estén orientados a la generación distribuida, la respuesta de la demanda y el almacenamiento.

La directiva establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o los gestores de la red de distribución, sometidos a la aprobación de la primera, serán los responsables de definir las especificaciones de los servicios de flexibilidad mediante un proceso transparente y abierto.

Los gestores de las redes de distribución deberán presentar bianualmente un informe sobre los planes de flexibilidad, una opción sería presentarlos juntos a los planes de inversión anual y plurianuales que se indican el artículo 40 de la Ley del Sector Eléctrico.

### **Artículo 33. Integración de la electromovilidad en la red eléctrica**

El RD 15/2018 de medidas urgentes eliminó la figura del gestor de cargas, un agente del mercado que ralentizó el desarrollo de la red de puntos de carga [37]. Además, planteaba una modificación de la Ley del Sector Eléctrico en su artículo 38, introduciendo el siguiente apartado:

*“10. Sin perjuicio de lo previsto en el artículo 6.1.g, las empresas distribuidoras podrán ser titulares de último recurso de infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos, siempre que tras un procedimiento en concurrencia se resuelva que no existe interés por la iniciativa privada, en los términos y condiciones que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno.”*

*El Gobierno podrá regular procedimientos para la transmisión de estas instalaciones por parte de las empresas distribuidoras a otros titulares, cuando se den las condiciones de interés económico, recibiendo las primeras una compensación adecuada.”*

Siendo esta la idea que recoge el artículo que se está estudiando.

Es preciso destacar, que también el artículo 48 de la misma ley hace referencia a la recarga energética, pero de una forma general y orientada a los clientes finales.

#### **Artículo 34. Funciones de los gestores de redes de distribución en la gestión de datos**

El subapartado n) del artículo 40 de la Ley del Sector Eléctrico define como obligación de los gestores de la red de distribución: *“Reservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones Públicas.”*

Por otra parte, el artículo 166 del RD 1955/2000 regula el tratamiento de datos para los registros administrativos.

#### **Artículo 36. Propiedad de las instalaciones de almacenamiento de energía por gestores de redes de distribución**

En el artículo 48 de la Ley del Sector Eléctrico se hace referencia a los servicios de recarga, englobando en ellos los sistemas de almacenamiento. Pero no especifica nada sobre quien puede o no ser el responsable de dichas instalaciones. Por tanto, habría que incluir un nuevo artículo en la ley o introducir en el artículo 38 un apartado que especifique este hecho. Sería un apartado similar al 10, el cual ha sido mencionado anteriormente.

#### **Artículo 38. Redes de distribución cerradas**

El RDL 20/2018 aprobado el 7 de diciembre del 2018, definió por primera vez las redes de distribución cerradas a nivel nacional. En el artículo 3 se especificaba: *“el Gobierno desarrollará en el plazo máximo de seis meses desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley un reglamento que recoja el procedimiento y los requisitos que deberán cumplirse para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerrada”* Aunque sea contradictorio, porque ya han pasado más de seis meses desde dicha publicación, aún no se ha publicado dicho reglamento.

## **4.8 GESTOR DE LA RED DE TRANSPORTE**

#### **Artículo 40. Funciones de los gestores de redes de transporte**

El artículo 36 de la Ley del Sector Eléctrico determina parte de las funciones del gestor de la red de transporte, en el caso nacional, Red Eléctrica de España S.A. (REE). Pero es en el RD 1955/2000 dónde se detallan las funciones al completo, más concretamente en el artículo 6.

A consecuencia de la directiva, se tienen que incluir las siguientes funciones:

- “i) la obtención de servicios auxiliares para garantizar la seguridad operativa;*
- j) la adopción de un marco para la cooperación y la coordinación entre centros operativos regionales;*
- k) la participación en el establecimiento de los análisis de cobertura de la Unión y nacionales de conformidad con el capítulo IV del Reglamento (UE) 2019/943;*
- l) la digitalización de las redes de transporte;*
- m) la gestión de datos, incluido el desarrollo de los sistemas de gestión de datos, la ciberseguridad y la*



*protección de datos, a reserva de las normas aplicables y sin perjuicio de las competencias de otras autoridades.”*

#### **Artículo 42. Competencia de decisión sobre la conexión de nuevas instalaciones generadoras e instalaciones de almacenamiento de energía a la red de transporte**

El Procedimiento de Operación 12.1, de nombre *Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte*, detalla el proceso de conexión, y su acceso es público mediante la página web de REE.

#### **Artículo 46. Bienes, equipo, personal e identidad**

El artículo 30 de la Ley 24/2013 establece lo siguiente sobre el gestor de la red de transporte:

*“Ejercerá sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica.*

#### **Artículo 51. Desarrollo de la red y competencia para tomar decisiones de inversión**

El Capítulo II del Título I del RD 1955/2000 establece como debe proceder el GRT en la planificación de la red de transporte, es decir, especifica como debe ser los planes de desarrollo de la red y todo lo relativo a ellos.

#### **Artículo 54. Propiedad de las instalaciones de almacenamiento de energía por gestores de redes de transporte**

Este artículo es el homólogo al 36 pero para los gestores de la red de transporte, por tanto, su proceder será similar. El título de la Ley del Sector Eléctrico que regula el transporte es muy escueto, por ello lo ideal sería introducir una modificación al RD 1955/200. Concretamente, en el Capítulo I del Título II, se debería añadir un artículo donde se especifique cuando puede y cuando no puede REE en su papel de transportista poseer instalaciones de almacenamiento.

## **4.9 AUTORIDAD REGULADORA**

#### **Artículo 57. Designación e independencia de las autoridades reguladoras**

La Ley 3/2013 sobre la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su artículo 2 establece que [38]: *“con autonomía orgánica y funcional y plena independencia del Gobierno, de las Administraciones Públicas y de los agentes del mercado.”*

Además, el artículo 3 dicta: *“actuará [...] con independencia de cualquier interés empresarial o comercial.”*

Por otra parte, respecto al consejo, el artículo 15 del mismo decreto establece:

*“1.Los miembros del Consejo, y entre ellos el Presidente y el Vicepresidente, serán nombrados por el Gobierno, mediante Real Decreto, a propuesta del Ministro de Economía y Competitividad, entre personas de reconocido prestigio y competencia profesional en el ámbito de actuación de la Comisión, previa comparecencia de la persona propuesta para el cargo ante la Comisión correspondiente del Congreso de los Diputados.[...]”*

*2.El mandato de los miembros del Consejo será de seis años sin posibilidad de reelección”*

Pero no especifica que los criterios de elección deban ser objetivos, transparentes y publicados, tal y como establece la directiva.

## **Artículo 58. Objetivos generales de la autoridad reguladora**

El artículo 5 de la Ley 3/2013 expone las funciones generales de la Comisión, entre ellas se podrían destacar dos apartados que dice:

*“[...] actuará como órgano consultivo sobre cuestiones relativas al mantenimiento de la competencia efectiva y buen funcionamiento de los mercados [...]”*

*“Dispondrá [...] de recursos financieros y humanos adecuados [...] para participar activamente en las actividades de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía [...]”*

Es en el artículo 7 donde se desarrollan las funciones específicas para el sector eléctrico, por ejemplo, dicta que es su responsabilidad:

*“La metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en los sectores de electricidad y gas.”*

## **Artículo 59. Obligaciones y competencias de la autoridad reguladora**

Continuando con el artículo 7, en él se definen obligaciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tales como:

*“4. Velar por el cumplimiento de la normativa y procedimientos que se establezcan relacionados con los cambios de suministrador.*

*11. Supervisar la adecuación de los precios y condiciones de suministro [...] y publicar recomendaciones, al menos anualmente, para la adecuación de los precios de los suministros, a las obligaciones de servicio público y a la protección de los consumidores.*

*12. Asegurar el acceso de los clientes a los datos de su consumo, en formato comprensible, armonizado y de forma rápida.*

*14. Garantizar la transparencia y competencia en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, incluyendo el nivel de los precios al por mayor, y velar por que las empresas de gas y electricidad cumplan las obligaciones de transparencia.”*

## **Artículo 61. Cooperación regional entre autoridades reguladoras en materia de cuestiones transfronterizas**

Siguiendo con la Ley 3/2013, en su cuarto artículo establece que: *“la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia mantendrá una colaboración regular y periódica con las instituciones y organismos de la Unión Europea [...]. En particular, fomentará la colaboración y cooperación con la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía [...]”*

Por su parte, el artículo 7 define como obligación: *“Supervisar los planes de inversión de los gestores de red de transporte, en particular, en lo que se refiere a su adecuación al plan de desarrollo de la red en el ámbito de la Unión Europea [...]. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluirá los resultados de dicha supervisión en su informe anual remitido a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía y a la Comisión Europea.”*

## **Artículo 62. Obligaciones y competencias de las autoridades reguladoras con respecto a los centros de coordinación regionales**

Los centros de coordinación regionales son un nuevo agente que, tal y como establece el Reglamento (UE) 2019/943, abarcará las responsabilidades de los antiguos coordinadores regionales de seguridad más otras operaciones de los sistemas y gestión de los mercados, pero nunca en tiempo real.

Por tanto, es necesario desarrollar un reglamento propio sobre su constitución, funcionamiento y organización, además de estudiar en que quedarían los antiguos coordinadores regionales de seguridad.

Por un lado, REE, como operador del sistema y transportista, es la responsable de desempeñar el papel de coordinador de la seguridad, de hecho, en octubre del 2016 se adhirió al organismo de coordinación para la seguridad regional denominado Coreso, su papel está orientado a la gestión en tiempo real del sistema. En cambio, la directiva dicta que los nuevos centros de coordinación regionales no tienen responsabilidades en tiempo real. Así pues, se entiende que la CNMC deberá adquirir las responsabilidades de los nuevos centros de coordinación regionales, pero sin asumir competencias en el ámbito de la actuación en tiempo real.

### **Artículo 63. Cumplimiento de los códigos de red y de las directrices**

El artículo 12 de la Ley 3/2013 establece:

*En los mercados de la electricidad y del gas, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá los siguientes conflictos:*

*1.º Conflictos que le sean planteados respecto a los contratos relativos al acceso de terceros a las redes de transporte y, en su caso, distribución, en los términos que reglamentariamente se establezcan.*

*2.º Conflictos que le sean planteados en relación con la gestión económica y técnica del sistema y el transporte, incluyendo las conexiones entre instalaciones.”*

## **4.10 DIRECTIVA 2012/27/UE**

La Directiva 2012/27/UE posee como principal objetivo adaptar la normativa europea para conseguir los objetivos de eficiencia energética 2030, antes los del 2020, y contribuir a la Estrategia de la Unión de la Energía [32]. Para ello todos los países de la Unión Europea tenían la obligación de fijar objetivos nacionales de eficiencia.

Es de entender que desde 2012 todo ha ido evolucionando y se ha hecho obligatorio introducir modificaciones como las que dicta la Directiva (UE) 2019/944. En total son 5 los artículos afectados más el Anexo VII:

- El artículo 9 pasa de referirse a los contadores tanto de gas como de energía eléctrica a referirse solo a los contadores de gas.
- El artículo 10 ahora solo tratará la facturación del gas natural, obviando la facturación de la energía eléctrica.
- El artículo 11 se aplicará solo para los costes de acceso a la información de facturación del gas natural.
- El artículo 13 sostiene un cambio formal.
- El artículo 15 referido a la transformación, transporte y distribución de la energía ve suprimido dos párrafos referentes a la cogeneración de alta eficiencia, así como un apartado referido a la respuesta de demanda.
- El Anexo VII sufre una modificación al referirse a la facturación, ahora especificará que es solo sobre el consumo real de gas.

Por lo tanto, la mayoría de los artículos se encuentran traspuestos o su trasposición supondrá cambios leves en el marco normativo español. Pero aquellos puntos clave en esta nueva directiva, a excepción de la generación renovable, son en los que España aún no alcanza las exigencias de la directiva. Así pues, aún tiene que definir claramente lo concerniente a la gestión de la demanda y el agregador independiente, el almacenamiento y los vehículos eléctricos. Actualmente, cuando el último trimestre del año se acerca,

no existe ninguna nueva normativa o proceso de consulta que abarque la transposición total o parcial de la directiva. Este hecho denota falta de previsión y puede dar lugar a procesos de cambios acelerados que conlleven una implantación deficiente que discrimine a determinados sectores. Tal vez pueda darse que la Comisión retrase la transposición como medida excepcional a consecuencia de la pandemia del SARS-CoV-2. A pesar de ello, la transposición debería ser primordial ya que se está defendiendo la transición ecológica como medio para la regeneración económica, y el sistema eléctrico y los elementos anteriormente mencionados serán fundamentales en dicha transición.

## 5 RESPUESTA A LA DEMANDA EN ALEMANIA

---

La directiva estudiada define la respuesta de la demanda como “*el cambio de consumo de electricidad por parte de los clientes finales, respecto de sus pautas de consumo normales o actuales como respuesta a las señales del mercado [...] o como respuesta a la aceptación de la oferta de los clientes finales para vender una reducción o un incremento de la demanda a un precio en un mercado organizado [...] bien individualmente o mediante agregación*”

Es decir, el cambio de comportamiento puede ser motivado por la evolución que siguen los precios en el mercado, denominada respuesta de demanda implícita, o porque exista la posibilidad de vender la reducción o el incremento de la energía consumida, respuesta de la demanda explícita. Actualmente, el primero de los casos se da en la mayoría de los países y su implementación no necesita ningún avance tecnológico, además es predecible pero no controlable. En cambio, la segunda exige la implementación de sistemas tecnológicos y es controlable, ya que es necesario participar en el mercado. Por otro lado, puede participar el consumidor directamente, opción orientada a grandes consumidores industriales, o bien mediante un agregador de la demanda, lo que realmente permitirá a los consumidores finales participar en este servicio.

Por otro lado, define el gestor independiente como “*participante en el mercado que presta servicios de agregación y que no está relacionado con el suministrador del cliente*”. El agregador podrá agrupar tanto generación, creando así las plantas de generación virtuales, como consumo y actuar como una sola entidad hacia la red [39][40].

La evolución hacia sistemas descarbonizados donde prima la generación renovable obliga a que esos nuevos sistemas sean también más flexibles. Es por eso que los operadores de mercado están introduciendo otros productos, que acompañarán al mercado tradicional de energía, capacidad y servicios auxiliares, con el fin de hacer frente a las rampas resultantes de una mayor variabilidad en la carga neta del sistema [41]. Es en este punto donde la gestión de la demanda adquiere protagonismo, ya que aunando el desarrollo tecnológico de la electrónica de potencia y de las TIC (Tecnologías de la Información y la Comunicación) con las reformas de los mercados y la concienciación del consumidor final llegará a ser una herramienta esencial en los sistemas energéticos futuros.

Actualmente a nivel mundial tan solo unos 40 GW participan en programas de gestión de la demanda, es decir un 0,5% de la capacidad de generación mundial [40]. Históricamente lo que podría considerarse como respuesta a la demanda ha estado muy centralizada y limitada al sector industrial [40][42]. En el 2017 a nivel mundial la industria consumió el 41,85% de la electricidad total, por su parte los hogares y los servicios fueron los responsables del 48,72% del consumo [43]. Estos datos muestran que el rango de alcance de este nuevo modelo de negocio es amplio, además aún tiene que crecer a mayor ritmo y expandirse, ya que en el 2018 la capacidad de la respuesta de demanda tan solo creció un 4% [40].

En los países de la Unión Europea, a pesar de presentar situaciones muy diferentes respecto a la respuesta de la demanda, tal y como se puede observar en la Ilustración 1, ha crecido el interés hacia ella en los últimos años, incluso en aquellos como España donde este servicio no está asentado aún [44]. Actualmente, de forma general, se pueden definir tres posibles mercados en los que puede participar la respuesta de la demanda, mercado de energía mayorista, mecanismos de capacidad y servicios de ajustes o sistemas de balance [41]. Por su parte la Comisión Europea ya en la Directiva 2012/27/UE trataba tanto la respuesta a la demanda, como la gestión de la misma en lo concerniente a la tarificación de la red, además resaltaba la necesidad de mejorar las condiciones y el acceso por parte de los pequeños consumidores finales. Por otro lado, en 2017 firmó el Reglamento (UE) 2017/2195. En él se establecen directrices sobre los sistemas de balance eléctrico, siendo uno de sus objetivos facilitar la participación de la respuesta de la demanda en estos servicios, entre otros. Además, la Comisión trata la gestión de la

demanda en otros documentos del Paquete de Invierno como por ejemplo en la Directiva (UE) 2018/2001 dentro del ámbito de la eficiencia energética. Es decir, la respuesta a la demanda y con ella la gestión de la demanda son dos elementos que serán imprescindibles en el sistema eléctrico europeo futuro, y por lo tanto hay que fomentar su uso desde los diferentes ámbitos de aplicación.

El mercado eléctrico español es un mercado exclusivo de energía, es decir, solo se compensa la energía que realmente se produce. Este tipo de mercados se complementan con diversas opciones de flexibilidad, como los mercados de reserva de control. También, suele haber modelos de reserva adicionales similares a un mercado de capacidad destinados a garantizar el suministro. Concretamente en el sistema eléctrico español se desarrollan el mercado mayorista y los de servicios de ajuste [45][46], en cambio ningún mercado relacionado con mecanismos de capacidad ha sido implantado aún [47][48].

A pesar de ser uno de los primeros países del mundo en el que el precio final pudo basarse en los precios horarios del mercado, la denominada respuesta de la demanda implícita, el desarrollo de la respuesta de la demanda explícita se limitaba, hasta hace unos meses, a consumidores industriales mediante tarifas que incluían la interrumpibilidad del suministro. Este sistema, gestionado por REE, solo actuaba en casos de emergencia en los que ni la generación ni el resto de los sistemas podían asegurar el suministro eléctrico. Tal y como se ha indicado anteriormente este servicio no está activo desde el 1 de julio de 2020, pero el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico va a crear un nuevo mecanismo denominado servicio de reserva energética de respuesta rápida que comenzará a funcionar en enero de 2021 [49]. A diferencia del anterior, este nuevo sistema pretende ser compatible con el marco comunitario de ayudas y estará abierto a todo tipo de instalaciones (generación, consumo y almacenamiento). Además, la oferta mínima será de 1MW, lo que acercará el servicios a competidores de tamaño reducido.

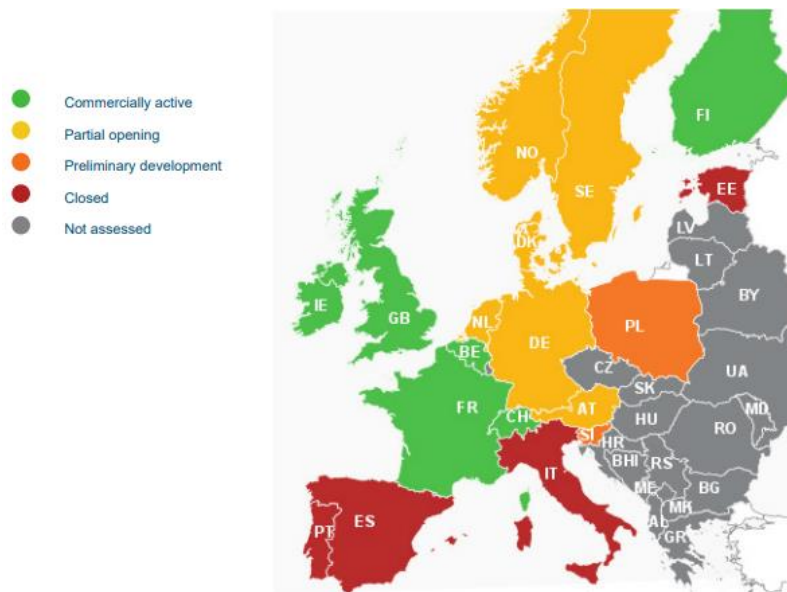


Ilustración 1. Mapa europeo de la respuesta de la demanda 2017. Activo en verde, parcialmente activo en amarillo, desarrollos preliminares en naranja, no existe en rojo y sin información en gris [44]

Del resto de países europeos resaltados, es preciso destacar el papel de Francia debido a que desde hace años la gestión de la demanda participa activamente en todos los mercados. Por otro lado, Gran Bretaña y Bélgica aún no la han regulado en el mercado mayorista pero sí en el resto de los mercados. En cambio, en Alemania, aunque en el 2015 se encontraba en la fase de desarrollo preliminar, desde el 2017 la gestión de la demanda participa en el mercado de mecanismos de ajustes [41][44].

A continuación, se va a estudiar el sistema de respuesta a la demanda de Alemania. Se ha elegido este país como consecuencia de la alta integración de fuentes de generación renovable en el mix nacional, en 2019 un 47% de la producción total de energía fue renovable [50]. Además en torno al 50% de la potencia renovable instalada pertenece a clientes o cooperativas [51], característica que jugará un papel fundamental en la gestión de la demanda. También lo hace atractivo la contemporaneidad de los hechos, es decir, los inicios de la respuesta de la demanda son relativamente recientes, y por lo tanto se enmarcan en un contexto similar al presente que permiten extrapolar los resultados a la actualidad. Así mismo, aunque los comienzos son recientes se han realizado grandes avances desde entonces.

## 5.1 MERCADO ELÉCTRICO ALEMÁN

Antes de comenzar el proceso de liberalización, el sistema eléctrico alemán se organizaba por monopolios regionales. La red de transporte era gestionada por 8 empresas de transporte regionales. La operación de las redes de distribución estaba en mano de unas 80 distribuidoras, por su parte el suministro a los usuarios finales corría a cargo de unas 900 empresas públicas [52]. Es decir, las compañías eléctricas suministraban energía a los usuarios según la región y sin que existiera competencia.

En 1996 comienza el proceso de liberalización de los mercados europeos con la Directiva 96/92/CE. En Alemania la regulación de la energía estaba sujeta principalmente a la Ley de la Industria Energética (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG)[53], por tanto la aplicación de la Directiva se realiza mediante enmiendas a la EnWG [54]. Como resultado, el mercado quedó abierto a los consumidores. Por otro lado, el acceso de la red a terceros, que bien podía ser negociado o regulado, se estableció negociado, es decir, los nuevos agentes debían negociar contratos con el operador de red. En mayo de 1998 las tres organizaciones nacionales más importantes en este ámbito (Asociación de Centrales Eléctricas, VDEW de sus siglas en alemán; Asociación de Empresas de Producción de Energía Industrial, VIK de sus siglas en alemán y Federación Industrial Alemana, BDI de sus siglas en alemán) desarrollaron las normas de acceso a la red eléctrica, el denominado Acuerdo de Asociaciones I (Verbändevereinbarung), sentando las bases para una negociación libre de convenios entre las empresas del sector eléctrico y sus clientes [55]. Sin embargo, las reglas eran demasiado complicadas y no favorecían la apertura del mercado, por lo que en otoño de 1999 se revisó y se reemplazó por el Acuerdo de Asociaciones II [54]. Por ejemplo, la tarifa de acceso ya no dependía de la distancia entre el punto de entrada y salida, sino que se definió un valor fijo. La red de transmisión se dividió en la zona norte ( VEAG, Preussen Elektra, VEW, HEW y BEWAG) y sur (EnBW, RWE y Bayernwerk). Como consecuencia, al suministrar energía a la otra zona se debía pagar una tasa de transmisión 0.125 cent€/kWh, el componente T. Esa misma tasa se pagaba en las interconexiones internacionales. Además, se definieron perfiles de consumo estándar, lo que favorecía el cambio de comercializadora para los pequeños clientes al verse reducidos los requisitos de medidas. Tras dos años se volvió a revisar el acuerdo debido a la fusión por un lado de RWE y VEW en RWE y por otro de Preussen Elektra y Bayernwerk en EON, el principal cambio fue la eliminación del componente T del flujo de energía entre la zona norte y sur [54]. A pesar de que teóricamente la apertura total del mercado debía producirse en 1998, la apertura real llevó más de tres años, por ejemplo, en el 2001 solamente el 80 % de los consumidores podían elegir efectivamente sus proveedores. En el 2003 se volvió a revisar el Acuerdo de Asociaciones afectando tan solo a la industria gasística [54].

En ese mismo año llegó la Directiva 2003/54/EC, una de las principales acciones que debían tomar los gobiernos de los estados miembros era definir y constituir una autoridad reguladora. Además, esta directiva exigía una separación más fuerte entre operadores de la red de transporte y de distribución. Ante esta situación, la legislación alemana se quedaba obsoleta, así pues, en julio de 2005 el gobierno alemán implementa la directiva modificando la EnWG. Como consecuencia se crea la Agencia Federal de la Red (Bundesnetzagentur, BNetzA) [56], la autoridad reguladora alemana sería la responsable de regular y aprobar las tarifas de acceso a la red, así como de establecer las normas concernientes a los sistemas de servicios de ajustes del mercado. Otra consecuencia de la directiva fue que los consumidores alemanes

tenían derecho a conocer la procedencia de la energía que consumían, así como las emisiones de CO<sub>2</sub> y los residuos nucleares consecuencia de la energía consumida.

Años después llegó el Tercer Paquete Energético, y con él la Directiva 2009/72/CE. Esta ponía el foco de atención en la desagregación real de empresas constituidas verticalmente, así como en la independencia de las entidades reguladoras de los estados miembros y en la cooperación transfronteriza. Es por eso que Alemania introdujo leyes que regulaban como actuar ante inversiones en la red de transmisión provenientes de personas o entidades de otros países [57]. En los otros dos aspectos Alemania tomó medidas, pero aun así desde la Comisión Europea no se consideraron suficientes y es por eso que en julio de 2018 remitieron el caso al Tribunal de Justicia Europeo [41]. Defendiendo que la Agencia de Red Federal no gozaba de una independencia real en la fijación de tarifas para el uso de la red u otros términos y condiciones para el acceso a las redes. Además, también consideraban que no se había transpuesto correctamente en la legislación alemana las normas europeas de separación entre los operadores del sistema de transmisión, los proveedores y productores de energía. Este proceso judicial aún se encuentra en curso [21][22].

Todas estas directivas y modificaciones de la legislación repercutieron y condicionaron la evolución del sistema eléctrico. Por un lado, en cuanto al mercado eléctrico, en junio del 2000 comenzó a operar el LPX (Leipzig Power Exchange), dos años después apareció el EEX (European Energy Exchange) cuya sede se encontraba en Frankfurt. Tras un corto periodo de competencia se fusionaron bajo las siglas EEX. Actualmente este mercado eléctrico opera en la zona de licitación que engloba Alemania, Austria y Luxemburgo [60].

La estructura del mercado alemán es muy similar a la del mercado español, existe un mercado diario a corto plazo y un mercado intradiario, ambos gestionados por el EPEX Spot [61], y un mercado a largo plazo de futuros, el EEX Derivados [62], que además de operar en estos países también lo hace en otros como España. Existe la posibilidad de realizar contratos bilaterales, contratos extrabursátiles y contratos negociados en la bolsa de valores. Además de estos también existe el mercado de servicios de ajustes [60][63].

Por otra parte, a nivel técnico el Código de Red regula tanto el acceso como la operación de la red de transmisión. El organismo responsable es el Foro de Tecnología de las Redes (Forum Netztechnik/Netzbetrieb) [64] que pertenece a la Asociación de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Tecnología de la Información (Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik) [65]. Este código se basa en el acceso regulado a la red y se formuló a partir del anterior código, que a diferencia de este establecía el acceso negociado. A su vez este se inspiró en el Acuerdo de Asociaciones II. Así mismo el actual código sigue las directrices definidas en la Ley de la Industria Energética, EnWG, y en las ordenanzas de la Agencia de la Red Federal, BNetzA [66]. Además existen las Reglas de conexión técnica para cada nivel de tensión, en ella se describen los aspectos esenciales a considerar al conectar los diferentes sistemas a la red eléctrica [67].

En el Código de Red se detalla el funcionamiento de los diferentes servicios de ajuste: regulación primaria, secundaria y terciaria, la estabilidad en tensión, etc. Por otra parte es en este documento donde se especifica que el sistema alemán es una única zona de licitación en el que no existen divisiones entre norte y sur y que los transportistas no tienen la potestad de dividirlo [68]. Los cuatro GRT alemanes son Amprion, 50Herzt, TransnetBW y TenneT y en la Ilustración 2 se muestra el área geográfica que le corresponde a cada uno.





Ilustración 2. Operadores de la red de transporte alemana [69].

## 5.2 EVOLUCIÓN DE LA RESPUESTA A LA DEMANDA EN ALEMANIA

A continuación, se trata tanto la situación actual como el papel que ha jugado la respuesta a la demanda en los mercados de los sistemas de reserva, del sistema de interrumpibilidad y en el mercado de mecanismos de capacidad. Tanto el mercado primario como el mercado intradiario no se tratan, porque a pesar de que la legislación alemana no impida explícitamente la participación de la respuesta de la demanda, no existen procesos estandarizados ni diseños de tarifas de red que animen a los consumidores, es decir, en general no existe un marco regulatorio que establezca las interacciones necesarias.

### 5.2.1 Servicio de interrumpibilidad

En el mercado alemán hasta hace unos años la gestión de la demanda se limita al servicio de interrumpibilidad. Este servicio surgió en Alemania a raíz de una enmienda a la EnWG realizada en 2011 [70]. El resultado fue la Ordenanza sobre Cargas Interrumpibles, (Verordnung zu abschaltbaren Lasten, AbLaV) que entró en vigor el 1 de enero del 2013 [71]. En ella se indica que si la seguridad o confiabilidad del sistema de suministro de electricidad en el área de control respectiva estaba en peligro o interrumpida se habilitaba la posibilidad de que los operadores de la red de transmisión recurran a este servicio. Inicialmente la regulación estaba limitada a 3 años y las cargas objeto eran aquellas conectadas a las redes de más de 110kV con una potencia igual o superior a los 50 MW (permitiendo agrupaciones de hasta 5 equipos de consumo). Además las subastas se realizaban mensualmente con una capacidad máxima para cada operador de 3000MW [71].

En octubre de 2016 la ordenanza AbLaV fue revisada y la versión definitiva fue aprobada por la Comisión Europea, la fecha actual de expiración es julio de 2022 [72][73]. En la referencia [73] la Comisión indica: *“Las subastas estarán abiertas a todos [...] los clientes de electricidad que consuman más de 10 MW, que son en general medianas y grandes empresas [...]. Los clientes pequeños también pueden participar, si se agrupan para alcanzar el umbral”*. Es decir, se reducía en 5 veces la potencia mínima de las cargas y hablaba de pequeños consumidores. Dichos clientes, tal y como indica la norma, tienen que estar conectados a la red de alta o muy alta tensión. Por otro lado, el texto define el papel del proveedor, es el

director principal de un consorcio de cargas y es tratado como un proveedor único en las licitaciones. El papel desempeñado por este agente es similar al del agregador independiente pero no llega a definirlo como tal.

Actualmente, las cargas conectadas a la red de alta con una potencia de 5MW pueden acceder al servicio y la subasta se realiza semanalmente con una capacidad máxima para cada GRT de 1500MW [72][74].

### 5.2.2 Sistemas de reserva

Además del servicio de interrumpibilidad las cargas también pueden participar en las reservas de control mencionadas anteriormente. En concreto existe el acceso al control primario, secundario y al control terciario de minutos. En Alemania existe un mercado para cada una de las tres reservas y se licitan a través de una plataforma de adquisiciones. La subasta es única para los cuatro GRT y en ella solo pueden participar proveedores cualificados.

En el sistema eléctrico alemán cada productor y consumidor deben formar parte de un grupo de equilibrio, el responsable del grupo de equilibrio (BRP) debe asegurarse de que no haya brecha entre la producción y el consumo. Por ejemplo uno de los papeles que asumen en el mercado eléctrico los operadores de la red de transporte es el de responsable del balance [75].

Si se diese un desequilibrio entre la producción y el consumo, a parte de los sistemas de control existen otros dos que ayudan a contrarrestar los desequilibrios. El primero de ellos es el equilibrio entre las redes operadas por los diferentes GRT. Es decir, en el contexto de la Cooperación para el control de la red (GCC), si se diese un desequilibrio se compensarían los excedentes energéticos entre las cuatro áreas. Hasta mayo de 2010 cada operador era responsable de su desvío y operaban de forma independiente [76].

El segundo se basa en el intercambio de energía con los países miembro de la Cooperación internacional para el control de la red (IGCC de sus siglas en inglés International Grid Control Cooperation). Para este sistema no se reserva una cantidad concreta de capacidad, si no que usan las capacidades disponibles tras la negociación intradiaria [76][77]. En la Ilustración 3 se muestra que países son miembros del IGCC.

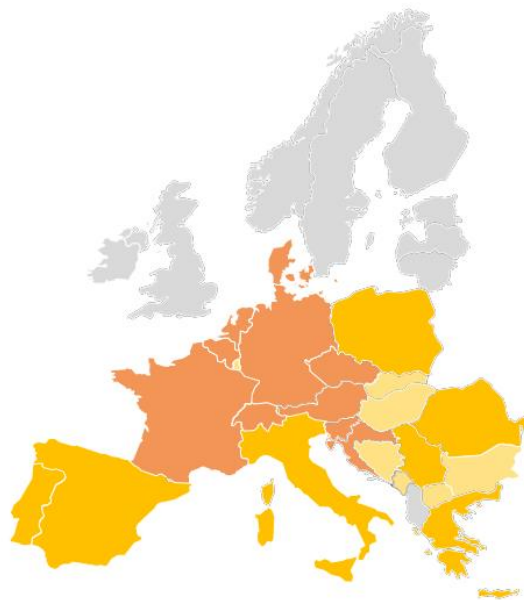


Ilustración 3. Miembros y observadores del IGCC. Rojo miembros del IGCC, amarillo observadores del IGCC y naranja no participan [77].

Por otro lado, estarían los tres sistemas de reserva. La reserva primaria o el control de frecuencia se activa inmediatamente y tiene que alcanzar una respuesta completa en un plazo de 30 s. La activación de las reservas secundarias también comienza inmediatamente y tiene que estar totalmente disponible en un plazo de 5 min. El objetivo de las reservas terciarias es liberar y complementar las reservas secundarias comenzando 15 min después de la activación [78].

Por lo tanto, a continuación, se van a tratar la reserva secundaria y terciaria ya que la reserva primaria, aunque sea legal la participación, a nivel práctico no se desarrolla porque su estructura y regulación está muy orientada a los productores. Además, a diferencia de la reserva secundaria y terciaria solo se recibe remuneración por disponibilidad y no por energía gestionada [79].

Ya en el 2010 el Centro de Investigación para la Economía Energética (Forschungsstelle für Energiewirtschaft) detallaba en un informe los beneficios de abrir los mercados de la energía de equilibrio a los consumidores industriales. En él concluía que el primero que se debía abrir era el control terciario o reserva de minutos [80].

En diciembre de 2012 se introdujo en la disposición §13 de la EnWG un párrafo que establecía que los GRTs debían establecer una plataforma de licitación similar para, en la medida en que fuera técnicamente y económicamente factible, adquirir contractualmente cargas conmutables [81]. Esta frase abrió la puerta a participar en los mercados de reserva. Tal y como se puede observar en la Ilustración 4, tanto en el año 2013 como en el 2014 la gestión de la demanda se encontraba en desarrollos preliminares. Es decir, ya estaba habilitado el acceso de cargas al mercado de reserva terciaria y reserva secundaria, pero existían un gran número de barreras entre las que se incluían, los complejos y múltiples requisitos contractuales entre los actores del mercado y el agregador, las reglas en torno a la gestión de grupos de equilibrio, los requisitos previos a la calificación del nivel del consumidor, los requisitos de medición; los complejos requisitos de programas centrados en la generación, y las penalizaciones por pago de redes para aquellos que consumen por encima de un determinado nivel [82]. En otro orden de cosas, el mercado de la energía en Alemania se caracterizaba por la separación obligatoria entre los diferentes agentes del mercado tal como definía la EnGW. Y en ese momento el rol del administrador o agregador de la demanda aún no estaba definido [81].

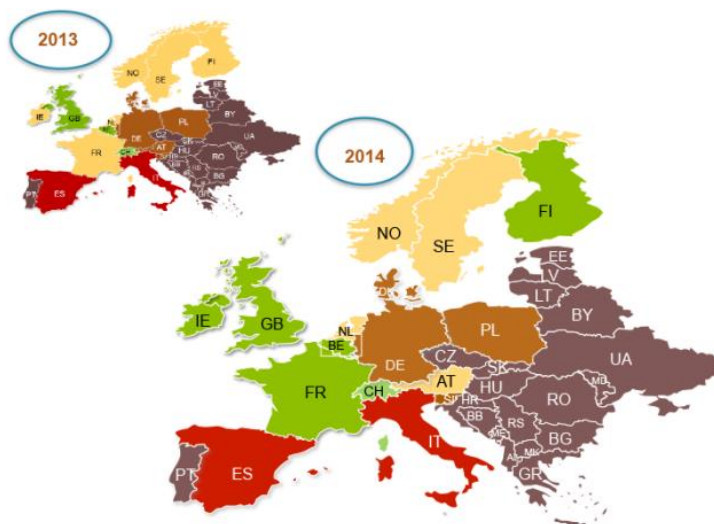


Ilustración 4. Mapa europeo de la respuesta de la demanda 2013-2014. Activo en verde, parcialmente activo en beige, desarrollos preliminares en marrón, no existe en rojo y sin información en morado [82].

En julio de 2015 el Ministerio de Asuntos Económicos y Energía publicó el Libro Blanco: Un mercado de electricidad para la transición energética de Alemania [83]. La medida 10 titulada “Aclarar las normas para la agregación de consumidores de electricidad flexibles” declaraba que la gestión de la demanda había sido siempre dominada por los grandes consumidores y que no existían normas específicas sobre los derechos y obligaciones de los agregadores, siendo este esencial para el acceso de pequeños consumidores a este servicio. Con el fin de solventar estos aspectos el Ministerio junto con la BNetzA debían iniciar conversaciones con las partes interesadas sobre los derechos y obligaciones del agregador, así como examinar la legislación necesaria para que los agregadores pudieran acceder a los grupos de balance del control secundario.

Así pues, en noviembre de 2015 el gobierno alemán hizo una propuesta legislativa sobre la Ley del mercado eléctrico (Strommarktgesetz)[84] que incluía cambios en el artículo 26 de la Ordenanza sobre el acceso a la red eléctrica (Stromnetzzugangsverordnung, StromNZV) [85]. El principal objetivo era la apertura de los grupos de balance de reserva secundaria a los agregadores independientes [79]. No sería hasta julio de 2016 cuando se aprobarían dichos cambios [86]. El artículo 4 de la nueva Ley del mercado eléctrico incluía modificaciones de los apartados §8, §26 y §27 de la mencionada ordenanza, en concreto el §26a trataba sobre la participación de los consumidores finales en grupos de equilibrio. El documento establecía que:

*“Los proveedores, los gerentes de grupos de equilibrio y los operadores de redes de transmisión se aseguran de que un consumidor final con medición de lectura del medidor o una medición de engranaje de registro de un cuarto de hora pueda solicitar la provisión de una reserva de minutos o regulación secundaria a través de otro grupo de equilibrio por una tarifa razonable.”*

De esta forma quedaban abiertos los grupos de equilibrios que participan en la regulación secundaria a los consumidores finales. Aun así, al no existir contratos estándar el proceso para poder participar en este nuevo servicio podía alargarse, además el hecho de que no estuviera claramente definida y regulada la figura del agregador independiente también lo ralentizaba [86].

Por otra parte, en marzo de 2016 el Ministerio inició el debate sobre normas uniformes para el agregador en base a la propuesta que realizó la BNetzA [87][88]. Dicho proceso de debate finalizó en noviembre de 2016 y en diciembre de ese mismo año se presentó el documento que recogía los resultados obtenidos [89]

El Centro Común de Investigación, el servicio científico interno de la Comisión, publicó en 2016 un informe sobre el estado de la respuesta a la demanda en los diferentes estados miembros [79]. En términos generales destacaba que en el sistema eléctrico alemán existían grandes barreras que impedían obtener un mayor rendimiento de la gestión de la demanda. Por ejemplo, sobre los mercados de reserva secundaria destacaba el alto coste que podía suponer un desvío sobre el perfil de consumo definido, así como el hecho de que los recursos tenían que estar disponibles por periodos de 12 horas, a pesar de que nunca se alcanzaría tal volumen porque la regulación terciaria entraría primero (Ya el Libro Blanco en el 2015 hacía referencia a esta problemática). En la reserva de minutos también existía un alto riesgo por los costes derivados de los desvíos. En lo concerniente a la figura del agregador destacaba el hecho de que necesitaba negociar y firmar cinco contratos diferentes para poder operar como tal:

- Consumidor: contrato de participación
- Transportista: contrato de precalificación y suministro de energía de reserva
- Distribuidor: acuerdo para el informe de no disponibilidad
- Sujeto liquidador, BRP: acuerdo sobre el pago de compensación y los horarios de intercambio
- Comercializadora: contrato sobre los pagos

Además, para los dos últimos no existían estándares y en la mayoría de las ocasiones ni el BRP ni la comercializadora presentaban interés en trabajar con un agregador ya que ambos, y en especial el BRP, veían la figura del agregador como un potencial competidor. Así mismo antes de poder firmar un contrato

con el consumidor final debían tener el acuerdo firmado con el BRP. Otro inconveniente era que la precalificación de las cargas se realizaba de forma individual en vez de en grupo, siendo tratadas como si fueran grandes grupos de generación.

En la Ilustración 1 puede comprobarse como en el 2017, a pesar de estar legalmente habilitada la respuesta a la demanda en los principales mercados, Alemania era calificada como *parcialmente abierta*. Esto se debe a las grandes barreras que se encontraban los agregadores independientes y los consumidores finales como consecuencia de la falta de regulación específica y de la falta de estandarización de los procesos. Seguían existiendo los mismos problemas mencionados anteriormente, la regulación secundaria exigía una disponibilidad de 12 horas y además las subastas se realizaban semanalmente, lo que obligaba a los participantes a estimar su participación con más de 10 días de antelación.

Por contra, si se compara con la Ilustración 4 en menos de tres años consiguió pasar de *desarrollos preliminares* a *parcialmente activo*, esto es el resultado de abrir tanto el mercado de regulación secundaria como el mercado de reserva de minutos a la agregación independiente [44].

En julio de 2018 se dio uno de los cambios más esperado, los productos del mercado de control secundario pasaron de ser dos a ser seis, equiparándose a los del terciario. Es decir, hasta ese momento los dos productos disponibles eran control secundario positivo o negativo y se subastaban en dos franjas horarias distintas, desde las 08:00h hasta las 20:00h y desde las 20:00h hasta las 08:00h respectivamente, consecuentemente las cargas tenían que estar disponibles mínimo doce horas. Los nuevos productos representaban tramos horarios menores, se definieron tres positivos, desde las 00:00h hasta las 04:00h, desde las 08:00h hasta las 12:00h y desde las 16:00h hasta las 20:00h y tres negativos, desde las 04:00h hasta las 08:00h, desde las 12:00h hasta las 16:00h y desde las 20:00h hasta las 24:00h, lo que reducía en una tercera parte el tiempo mínimo que las cargas debían estar disponibles. Además, los periodos de entrega de las subastas pasaron de ser semanales a diarios. Tras este cambio, las subastas se abrían una semana antes del día de entrega a las 10:00h y se cerraban el día anterior a la entrega a las 08:00h, lo que facilitaba la estimación de disponibilidad y en general la participación en este mercado [90][91].

El resto de problemáticas que limitaban obtener mayor beneficio de la gestión de la demanda no sufrieron mejoras a lo largo del 2018 [92]. La evolución de dichas trabas no ha sido la esperada y actualmente la situación es muy similar a la de hace unos años, es decir, los mercados de la reserva de balance están abiertos a la gestión de la demanda, pero existen grandes barreras que limitan el potencial. Entre las más importantes se encuentran:

- Tarifas de red que penalizan la gestión de la demanda. Por un lado, si se incurre en desvío respecto al perfil de carga definido la penalización es muy elevada. Por otra parte, hay tarifas de red orientadas a consumidores industriales que conllevan exenciones por mantener perfiles de carga constante, si participaran en la gestión de la demanda perderían este beneficio [93].
- La participación está limitada en base a criterios técnicos, el proveedor debe someterse individualmente a un proceso de precalificación en el que se inspecciona la idoneidad de la unidad propuesta [93].
- El tamaño mínimo de la oferta tanto para el control de reserva secundaria como la reserva de minutos es de 5MW. Existen excepciones que permiten el acceso a cargas de 1MW, 2MW, 3MW y 4MW, pero deben cumplir unos requisitos estrictos [94].
- Necesidad de establecer 5 contratos previos para poder acceder al mercado como agregador de la demanda independiente.
- Falta de estandarización de los contratos con los comercializadores y los BRP. Como consecuencia los comercializadores y los BRP fijan los precios que debe pagar el agregador por la energía restringida durante un evento de respuesta a la demanda

### 5.2.3 Mecanismos de capacidad

El objetivo de los mecanismos de capacidad es garantizar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico. Además, se caracterizan por ser temporales y específicos para cada país, ya que solventan situaciones concretas consecuencia de periodos de transición. En general estos mecanismos pueden suponer un problema si no están bien diseñados, debido a que pueden causar un aumento de los precios de la electricidad para los consumidores, dar ventajas indebidas a ciertos agentes del mercado o dificultar los flujos de electricidad a través de las fronteras de la UE, ya que hay países en los que existen y otros en los que no. Incluso si están bien diseñados, no pueden entenderse como una solución a largo plazo que remplace las reformas del sistema tanto a nivel nacional como europeo [95].

El gobierno alemán siempre se ha mostrado contrario a definir un mercado eléctrico de capacidad y se ha decantado por el modelo mercado solo de energía (EOM de sus siglas en inglés Energy-Only Market) 2.0 [96][97]. De hecho, en el Libro Blanco publicado en el 2015 defendía que el mercado eléctrico 2.0 definido en dicho documento era más barato que uno que incluyera sistemas de capacidad, ya que esta última opción podía dar lugar a sobrecapacidades que acarrearían mayores costes para los clientes finales. En cambio, el mercado eléctrico 2.0 se suponía más barato gracias a los sistemas de flexibilidad que suplían esa capacidad extra [83].

Por el contrario, definía la reserva de capacidad como uno de los elementos claves que convertían el mercado eléctrico en el Mercado Eléctrico 2.0, apreciando siempre la necesidad de que estuviera estrictamente separada del mercado mayorista. Concretamente este sistema consistía en que ciertas unidades de generación se mantenían fuera del mercado mayorista con el fin de funcionar solo en caso de emergencia. Al separar ambos mercados se evitaba cualquier distorsión en la formación de precios del mercado. El motivo de habilitar este mecanismo era la necesidad de garantizar la seguridad del suministro durante el desmantelamiento del parque nuclear alemán [95][98].

Actualmente la Ordenanza sobre la adquisición, uso y liquidación de la reserva de capacidad es la que regula este sistema [99]. En ella se indica que los GRTs adquieren conjuntamente la capacidad de reserva mediante licitaciones que se producen cada dos años para periodos de entrega bianuales. Los proveedores de capacidad deben ofertar la capacidad y el precio anual con un máximo de 100.000 €/MW año. La selección se hace en base a las ofertas hasta que se cubre un volumen total de 2GW, el precio final para todas las unidades corresponde al precio de casación. Inicialmente el primer periodo de entrega iba a haber sido desde octubre de 2019 hasta septiembre de 2021, pero finalmente se ha atrasado y el primer periodo comprenderá desde octubre de 2020 hasta septiembre de 2022, la fecha de licitación fue diciembre de 2019 [98][100].

En la referencia [98] la Comisión Europea aprobaba que la licitación estaría abierta a todo tipo de proveedores, es decir plantas de generación, sistemas de almacenamiento y gestores de respuesta a la demanda. A pesar de eso, a lo largo del documento se destacaba en varias ocasiones la discriminación negativa que sufrirían los gestores de respuesta a la demanda y que por tanto su participación podría ser casi inexistente. A raíz de esta discriminación, y a pesar de que la subasta es pública, se limitaba la efectividad de la competencia y por tanto el coste de los servicios se elevaría.

En concreto la Comisión Europea citaba los siguientes requisitos como responsables de dicha discriminación:

- La oferta mínima debía ser de 10 MW
- No era posible la agregación de varias cargas
- La carga debía tener conexión directa a la red de transporte con una tensión mínima de 110kV
- Podían ser sometidos hasta a 12 ensayos anuales
- El consumo durante el periodo de entrega debía ser constante y tenían que adquirir toda la energía antes del inicio del periodo

- Ausencia de un periodo de entrega máximo
- Al extinguirse el contrato de reserva no podrían participar en el mercado de balance, aunque la pauta de consumo pueda variar a lo largo del tiempo.

Ante estos resultados, Alemania se comprometió a modificar los requisitos tal que:

- La oferta mínima pasaba de 10MW a 5 MW.
- Se permitía la agregación de diferentes cargas.
- Las cargas participantes podían estar conectadas a la red de media tensión.
- El número de ensayos se limitaban a 2 por año.
- Solo podían participar cargas inflexibles. Esto se aseguraba limitando la participación a cargas que no hubieran pasado por el régimen ABLAV ni por el mercado de capacidad de balance durante los últimos 3 años. El periodo para el cual debían adquirir la energía pasaba de 2 años a 6 meses.
- Solo podían participar durante un periodo de tiempo limitado, bien durante 2 o 4 años. Así pues, un año después de que terminase su contrato podían operar en el mercado de balance.

Así pues, todos los requisitos modificados aparecen descritos en la Ordenanza sobre la adquisición, uso y liquidación de la reserva de capacidad y se aplican para todos los proveedores, no solo para los gestores de demanda.





# 6 CONCLUSIONES

---

Tras estudiar la Directiva (UE) 2019/944 y su transposición al sistema eléctrico español, para posteriormente ahondar en uno de los elementos esenciales en los sistemas futuros tratado en esta directiva como es la gestión de la demanda se procede a enumerar las conclusiones obtenidas.

- Las principales novedades de la directiva son consecuencia de los nuevos servicios como la gestión de la demanda, el almacenamiento y los vehículos eléctricos, así como de la evolución del autoconsumo y de los equipos de medida inteligente.

Un aspecto clave, que además es común a todos los servicios, será la gestión de las grandes cantidades de datos que generan los nuevos equipos de medida. Será imprescindible una correcta comunicación en todas las direcciones con el fin de que sean accesibles para todos los agentes interesados y así poder maximizar el rendimiento de dicha información.

Siendo uno de los principales objetivos de la directiva la protección del cliente final, será esencial facilitar mayores vías de formación para los clientes finales ya que los nuevos sistemas de negocio conllevarán complejidades mayores que el sistema actual. Por lo tanto, la única forma de asegurar la protección del cliente es asegurando su conocimiento en el sector para así evitar posibles fraudes o falta de competitividad.

- La directiva apela a términos como la transparencia, la competitividad y la protección del consumidor, entre otros, cuyo alcance exigiría definir vías de acción concretas con indicadores que permitiesen cuantificar realmente la consecución de los objetivos estipulados.

Es decir, al no definir métricas concretar es difícil conocer si realmente se han alcanzado los objetivos, este hecho incita a no darle el suficiente valor a términos esenciales sobre los que se erige la directiva.

Para conocer realmente el alcance y el efecto de la directiva habrá que esperar al informe de la Comisión Europea que emitirá en 2025.

- Gran parte de los artículos de la Directiva (UE) 944/2019 ya se encuentran traspuestos en la legislación española. Dentro de los nuevos sistemas y servicios, el autoconsumo y los sistemas de medida inteligentes se encuentran en una situación favorable respecto las exigencias de la Comisión. Por ejemplo, aunque no esté definido el concepto de Comunidades Ciudadanas de energía sí que existe la modalidad de autoconsumo colectivo. Aun así, hay aún que regular este concepto y el de cliente activo.

Por otra parte, el almacenamiento y los sistemas de carga para vehículos eléctricos aún no están plenamente legislados y a nivel práctico aún se encuentran en fases iniciales de implantación. En cambio, la gestión de la demanda, sistema que aportará mayor utilidad tanto al almacenamiento como a la carga de vehículos eléctricos, no está legislado y existe un retraso palpable respecto la mayoría de los Estados miembros.

Así pues, la transposición de esta directiva al sistema eléctrico debe centrarse en estos nuevos elementos.

- A pesar de que la respuesta a la demanda haya estado habilitada legalmente en Alemania desde principios de la década, actualmente la participación es muy baja debido por un lado a la falta de regulación, y por otro a la prevalencia de los sistemas generadores en los mercados como consecuencia de la estructura obsoleta que estos presentan.

- No se fomenta la actividad de la gestión de la demanda en el mercado alemán. Esto está motivado por la falta de una ley que defina claramente el papel del agregador de la demanda, así como por los trámites burocráticos que deben llevar a cabo para poder gestionar la demanda de un nuevo cliente.
- El artículo 13 de la Directiva establece que todos clientes deben ser libres para vender servicios de agregación, actualmente en Alemania esto es factible técnicamente, pero a nivel práctico existen limitaciones tal y como se ha indicado en los puntos anteriores.

Además, el artículo indica que el cliente tiene derecho a acceder a un contrato de agregación sin el consentimiento de la empresa que le suministra energía eléctrica. Esto en el sistema eléctrico alemán no sucede, ya que el agregador debe firmar un contrato con la actual empresa eléctrica del cliente.

El artículo 17 pone el foco de atención en la no discriminación hacia el agregador de la demanda así como en la existencia de un marco jurídico que desarrolle los derechos, las funciones y responsabilidades de los agregadores. La legislación alemana también presenta carencias en este aspecto.

Por lo tanto, a pesar de haber avanzado en la gestión de la demanda, el sistema alemán deberá someterse a modificaciones con el fin de cumplir ambos artículos.

- La gestión de la demanda no está desarrollada aún en el sistema eléctrico español, de hecho, respecto al resto de países miembros de la UE se encuentra en una situación atrasada. Esta situación es consecuencia directa de decisiones políticas que no priorizaron la evolución del sistema eléctrico, y que durante años claves no supieron situarse a la cabeza de un cambio tan necesario. Reflejo de esas políticas es la falta de legislación en lo referente a la gestión de la demanda, otro hecho que demuestra la falta de interés en este campo es que la potencia renovable instalada en España se mantuviera prácticamente constante entre el año 2012 y el 2018.

Tanto el artículo 13 como el artículo 17 van mucho más allá de la situación actual en España. A pesar de ello, no sería acertado forzar el proceso de implantación de la gestión de la demanda, si no comenzar paulatinamente y así asegurar su correcta y práctica implantación. De esta forma se podría evitar la situación de desacople entra la teoría y la práctica que se da en Alemania. Aun así, esto puede resultar complicado debido a la falta de tiempo al acercarse la fecha límite de transposición de la directiva.

Por lo tanto, actualmente se está definiendo el servicio de reserva estratégica, el sustituto del servicio de interrumpibilidad, donde se contemplará la agregación. Es decir, esta es una buena oportunidad para darle la importancia necesaria al servicio de agregación y para definir la figura del agregador independiente, así como sus derechos y obligaciones.

Por otro lado, al ser el objetivo de la gestión de la demanda aportar flexibilidad al sistema, lo siguiente sería abrir los servicios de balance gestionados por mecanismos de mercado (regulación secundaria, regulación terciaria y gestión de desvíos). Para finalmente, poder abrir el mercado diario a la gestión de la demanda.

En resumen, Alemania está avanzando hacia la gestión de la demanda, pero aún debe terminar de definir conceptos y asentar las bases de un servicio que existe desde hace unos 8 años. En su caso, España se encuentra en una situación de desventaja debido a la falta de legislación al respecto. Para poder cumplir las exigencias de la directiva tiene que empezar a actuar ya, pero sin cometer los errores de Alemania.

# 7 TRABAJOS FUTUROS

---

El presente documento abarca un estudio general de la Directiva (UE) 2019/944 y de su futura aplicación, por tanto, puede ser una fuente de ideas para trabajos más específicos. Por un lado, trata nuevos elementos que irrumpen en el mercado eléctrico y cuya trayectoria aún es larga. Entre ellos podrían definirse:

- Vehículo eléctrico como elemento de flexibilidad del sistema eléctrico: estudiar la viabilidad legislativa y el proceso de implantación asociado a esta de las diferentes formas de conexión con la red de los vehículos eléctricos (Vehicle-to-grid, Vehicle-to-home, etc). Analizar el impacto que esto podría tener sobre el servicio de la gestión de la demanda.
- Comparativa de las comunidades ciudadanas de energía con el papel de las cooperativas: investigar cómo operan las cooperativas de energía actualmente en España y ver qué beneficios o complejidades les pueden aportar las comunidades ciudadanas de energía, así como definir en profundidad el marco regulatorio nacional.
- Capacidad real del cliente final para aspira a ser un cliente activo: evaluar el conocimiento del mercado eléctrico de los consumidores finales y detectar donde se encuentran las mayores deficiencias. Analizar que diferentes panoramas futuros pueden darse, porcentaje de clientes que podrían llegar a ser activos partiendo de los conocimientos actuales y de las medidas tomadas.

Por otro lado, son muchas las afirmaciones que realiza la directiva que podrían ser cuestionables. A continuación, se citan algunas de ellas:

- Impacto económico de la retirada de la tarifa de último recurso: análisis de cuál sería la situación óptima viable para dicha retirada, y también del proceso y de los diferentes horizontes que podrían darse en caso de retirarla.
- Protección efectiva del cliente: valorar en qué grado se cumple lo que dicta la Unión Europea en términos de protección del consumidor, así como posibles iniciativas para alcanzar mayor efectividad y estudio de cuál sería su repercusión.
- ¿Por qué no se están cumpliendo los Objetivos para el 2020 ¿Qué diferencia estos de las nuevas metas para el 2030?: evaluar a nivel nacional e internacional qué objetivos se van a cumplir y cuáles no, así como los motivos. Estudiar a nivel nacional que se debería hacer para que se cumplan los nuevos objetivos para el 2030 y la viabilidad de los mismos.

Así mismo se podría continuar con el planteamiento global de este proyecto y realizar un análisis de la trasposición final que se lleve a cabo en España.

También se estudia el estado de la respuesta a la demanda en Alemania, estudio que puede dar lugar a otros proyectos basados en:

- Comparativa del desarrollo de los sistemas de la gestión de la demanda en Europa: analizar y comparar la evolución de la gestión de la demanda en los principales estados miembros para así poder destacar las ventajas y desventajas de cada uno y poder elaborar un modelo de implantación idóneo contextualizado en el presente.
- Consecuencias sobre el mercado interior de la energía derivadas de la diferencia de estados de la gestión de la demanda entre los países que lo integra: analizar como la existencia de diferencias en el marco de la respuesta a la demanda pueden afectar a la competitividad entre los diferentes países.



## 8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Parlamento Europeo, “El mercado interior: principios generales.” <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/33/el-mercado-interior-principios-generales> (accessed Aug. 16, 2020).
- [2] D. Oficial, “Tratado De Funcionamiento De La Unión Europea,” *Tratado de Lisboa*, pp. 95–208, 2020, doi: 10.2307/j.ctv10qqzpz.7.
- [3] Parlamento Europeo, “El mercado interior de la energía.” <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/45/el-mercado-interior-de-la-energia> (accessed Aug. 16, 2020).
- [4] Parlamento Europeo y del Consejo, “Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad,” vol. 1187, no. 7, pp. 31–30, 1996, [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092&qid=1499884309608&from=ES>.
- [5] E. L. Parlamento, E. Y. El, and C. D. E. La, “Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de junio de 1998 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural,” vol. 1998, p. 12, 1998, [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:31998L0030&from=ES>.
- [6] Ministerio de Industria y Energía, “Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico,” *Boe*, pp. 35097–35126, 1997, [Online]. Available: [http://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-1997-25340](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1997-25340).
- [7] Desconocido, “Directiva 2003/54/CE,” vol. 1, 2003.
- [8] Directiva 2003/55/CE, “Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE,” no. 9, pp. 57–78, 2003, [Online]. Available: <https://publications.europa.eu/es/publication-detail/-/publication/75aedca8-7c02-43af-b037-8436f6f559e9>.
- [9] Parlamento Europeu and Conselho Europeu, “Directiva 2009/72/CE,” *J. Of. da União Eur.*, vol. L 211, pp. 55–93, 2009, [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:PT:PDF>.
- [10] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, “Reglamento (CE) n° 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) No 1228/2003,” *D. Of. la Unión Eur.*, vol. 2009, no. 211, 14 de agosto, pp. 15–35, 2009, [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1497284287567&uri=CELEX:32009R0714>.
- [11] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, “REGLAMENTO (CE) n° 715/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) no 1775/2005,” *Euratom*, vol. 2008, no. 9, pp. 164–173, 2009.
- [12] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, “REGLAMENTO (CE) n° 713/2009 DEL

PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía,” vol. 2009, 2009.

- [13] Jefatura del Estado, “Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.” pp. 1–101, 2013.
- [14] Diario Oficial de la Unión Europea, “Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE,” p. 75, 2019, doi: 10.2903/j.efsa.2013.3381.
- [15] Comisión Europea, “Marco sobre clima y energía para 2030.” [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es) (accessed Aug. 16, 2020).
- [16] European Commission, “Clean energy for all Europeans package.” [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en) (accessed Aug. 16, 2020).
- [17] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, “Marco legislativo 2030. El paquete de invierno .” <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/marco-legislativo-2030-el-paquete-de-invierno> (accessed Aug. 16, 2020).
- [18] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, “Directiva (UE) 2018/844 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de mayo de 2018 por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética,” vol. 6, no. 2, pp. 253–254, 2018.
- [19] S. García García, “Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables,” *Actual. Jurídica Ambient.*, vol. 2018, no. 87, pp. 141–144, 2019.
- [20] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, “DIRECTIVA (UE) 2018/2002 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de diciembre de 2018 por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética,” vol. 2018, pp. 37–39, 2018, doi: 10.2903/j.efsa.2013.3381.
- [21] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, “REGLAMENTO (UE) 2018/1999 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO SOBRE GOBERNANZA y de la ACCIÓN POR EL CLIMA,” vol. 2018, no. 354. pp. 22–61, 2013.
- [22] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, “REGLAMENTO (UE) 2019/941 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2005/89/CE,” vol. 2018. pp. 210–230, 2018.
- [23] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, “REGLAMENTO (UE) 2019/942 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía,” vol. 2019. pp. 22–53, 2019.
- [24] Parlamento Europeo, “Reglamento UE 2019/943,” vol. 2019, pp. 54–124, 2019.
- [25] Boletín Oficial del Estado, “Código de la Energía Eléctrica.” [https://www.boe.es/biblioteca\\_juridica/codigos/codigo.php?id=14&modo=1&nota=0&tab=2](https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?id=14&modo=1&nota=0&tab=2) (accessed Aug. 16, 2020).
- [26] BOE, “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.” *Boletín Of. Estado*, vol. 310, pp. 1–87, 2013, [Online]. Available: <http://www.boe.es/buscar/pdf/2000/BOE-A-2000-24019-consolidado.pdf>.
- [27] Ministerio de Industria Turismo y Comercio, “Real Decreto 1110/2007, de 24 agosto.” p. 28, 2007.
- [28] Ministerio de Energía Turismo y Agenda Digital, “Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica,” *Boletín Of. del Estado*, pp. 61561–61567, 2017.
- [29] E. Blasco Hedo, “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica,” *Actual. Jurídica Ambient.*, no. 90, pp. 68–71, 2019.
- [30] Comisión Europea, “Directiva 2012/27/UE del parlamento Europeo y del Consejo,” *D. Of. la Unión Eur.*, pp. 1–56, 2012.
- [31] MITECO, “El MITECO abre la consulta previa para la elaboración de la Estrategia Nacional de Autoconsumo.” <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/-el-miteco-abre-la-consulta-previa-para-la-elaboración-de-la-estrategia-nacional-de-autoconsumo/tcm:30-510885> (accessed Aug. 15, 2020).
- [32] Ministerio de Hacienda, “Real Decreto 1619/2012, de 30 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan las obligaciones de facturación.” pp. 1–17, 2012.
- [33] CNMC, “Los contadores inteligentes integrados en el sistema de telegestión alcanzaron el 98% en 2018,” 2019. <https://www.cnmc.es/los-contadores-inteligentes-integrados-en-el-sistema-de-telegestion-alcanzaron-el-98-en-2018-376837> (accessed Aug. 22, 2020).
- [34] Gobierno de España. Ministerio de Industria Energía y Turismo, “Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación,” *Boletín Of. del Estado*, vol. 77, no. Sec. I, pp. 27397–27428, 2014, [Online]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2014/03/29/pdfs/BOE-A-2014-3376.pdf>.
- [35] R. Roca, “Adiós al servicio de interrumpibilidad en el mercado eléctrico ,” Jul. 2020. <https://elperiodicodelaenergia.com/adios-al-servicio-de-interrumpibilidad-en-el-mercado-electrico/> (accessed Aug. 15, 2020).
- [36] Ministerio de Industria Energía y Turismo, “Real Decreto 1048/2013, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica,” *Boletín Of. del Estado*, pp. 106522–106545, 2013, doi: BOE-A-2012-5403.
- [37] Gobierno de España, “Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.” *Boletín Of. del Estado*, vol. 242, pp. 97430–97467, 2018, [Online]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2018/10/06/pdfs/BOE-A-2018-13593.pdf>.
- [38] J. Estado, “Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Jefatura del Estado «BOE» núm. 134, de 5 de junio de 2013 Referencia: BOE-A-2013-5940,” p. 56, 2013, [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/pdf/2013/BOE-A-2013-5940-consolidado.pdf>.
- [39] E. Groups, “EG3 First Year Report: Options on handling Smart Grids Data,” 2013. Accessed: May

- 31, 2020. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert\\_group3\\_first\\_year\\_report.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group3_first_year_report.pdf).
- [40] L. Munuera and H. Fukui, “Tracking Energy Integration – Analysis - IEA,” 2019. Accessed: May 31, 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/tracking-energy-integration/demand-response>.
- [41] M. Shah *et al.*, “Clean Restructuring : Design Elements for Low- Carbon Wholesale Markets and Beyond,” no. May, p. 80, 2016.
- [42] J. Torriti, M. G. Hassan, and M. Leach, “Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation,” *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1575–1583, 2010, doi: 10.1016/j.energy.2009.05.021.
- [43] IEA, “World electricity final consumption by sector, 1974-2017 – Charts – Data & Statistics - IEA,” 2019. Accessed: May 31, 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-electricity-final-consumption-by-sector-1974-2017>.
- [44] Smart Energy Demand Coalition SEDC, “Explicit Demand Response in Europe,” 2017. [Online]. Available: <http://www.smartenergy.eu/wp-content/uploads/2017/04/SEDC-Explicit-Demand-Response-in-Europe-Mapping-the-Markets-2017.pdf>.
- [45] “OMIE.” <https://www.omie.es/es/sobre-nosotros> (accessed Jun. 06, 2020).
- [46] “Operación del sistema eléctrico | Red Eléctrica de España.” <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico> (accessed Jun. 06, 2020).
- [47] L. Ojeda, “Los mecanismos de capacidad, ¿son necesarios en el mix eléctrico español? – El Periodico de la Energía | El Periodico de la Energía con información diaria sobre energía eléctrica, eólica, renovable, petróleo y gas, mercados y legislación energética.” 2018. <https://elperiodicodelaenergia.com/los-mecanismos-de-capacidad-son-necesarios-en-el-mix-electrico-espanol/> (accessed May 31, 2020).
- [48] N. Fabra, “Mercados eléctricos y mecanismos de capacidad: cuándo, cómo y por qué\*,” no. i, pp. 53–76, 2018.
- [49] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Proyecto de Orden por la que se crea la reserva estratégica de respuesta rápida para el respaldo de los servicios de ajuste del sistema eléctrico.” <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=339> (accessed Aug. 16, 2020).
- [50] K. Schneider and B. Burger, “Public Net Electricity Generation in Germany 2019: Share from Renewables Exceeds Fossil Fuels,” 2020. [www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de).
- [51] D. Carralero, A. González, J. Luis, V. Observatorio, and C. De La Energía, “Hacia un sistema eléctrico 100% renovable. El ejemplo de Francia y su extrapolación a España,” pp. 1–55, 2016, [Online]. Available: [http://www.observatoriocriticodelaenergia.org/files\\_download/Hacia\\_un\\_sistema\\_electrico\\_100R.pdf](http://www.observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/Hacia_un_sistema_electrico_100R.pdf).
- [52] T. Brandt, “Liberalisation, privatisation and regulation in the German electricity sector,” *Priv. Public Serv. Impact Qual. Employ. Product.*, no. November 2006, 2006.
- [53] “Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz),” 2005. doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.



- [54] F. Sensfuss, “Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector: an agent-based simulation approach,” 2008, [Online]. Available: <http://www.gbv.de/dms/zbw/561555680.pdf>.
- [55] La Comisión Europea, “Diario Oficial de las Comunidades Europeas,” no. 7, 2000.
- [56] Bundesnetzagentur, “Bundesnetzagentur,” 2013. [https://www.bundesnetzagentur.de/EN/General/Bundesnetzagentur/About/AboutTheBundesnetzagentur\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/EN/General/Bundesnetzagentur/About/AboutTheBundesnetzagentur_node.html).
- [57] J. Egerer, J. Weibezahn, and H. Hermann, “Two price zones for the German electricity market: Market implications and distributional effects,” 2015.
- [58] TSCNET Services, “In court over Third Energy Package,” 2018. <https://www.tscnet.eu/germany-hungary-court-third-energy-package/>.
- [59] P. Shrestha, “EU refers Germany and Hungary to court over third energy package,” 2018. <https://www.energylivenews.com/2018/07/19/eu-refers-germany-and-hungary-to-court-over-third-energy-package/>.
- [60] S. Riedel and H. Weigt, “Electricity Markets Working Papers German Electricity Reserve Markets,” *Exch. Organ. Behav. Teach. J.*, no. 65664, 2015.
- [61] “EPEX SPOT.” <https://www.eex-group.com/en/epex-spot> (accessed Jul. 13, 2020).
- [62] “EEX Power Derivatives Market.” <https://www.eex.com/en/markets/power-derivatives-market> (accessed Jul. 13, 2020).
- [63] C. Möller, “Balancing energy in the German market design,” *Fak. für Wirtschaftswissenschaften*, vol. Ph.D., 2010.
- [64] “VDE FNN.” <https://www.vde.com/de/fnn/ueber-uns/geschichte> (accessed Jul. 13, 2020).
- [65] “VDE.” <https://www.vde.com/en> (accessed Jul. 13, 2020).
- [66] Verband der Netzbetreiber beim VDEW *et al.*, “Transmission Code 2007,” *Netz- und Syst. der Dtsch. Übertragungsnetzbetreiber*, no. August, pp. 1–79, 2007, [Online]. Available: <papers2://publication/uuid/084A38A9-5489-41A5-896F-B9BE8C48BBD8>.
- [67] Forum Network Technology/Network Operation in the VDE, “Technical connection rules (TCR) for connecting electrical equipment to the grid.” <https://www.vde.com/en/fnn/topics/technical-connection-rules> (accessed Aug. 09, 2020).
- [68] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, “Germany to remain one single bidding zone.” <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2017/20171122-einheitlichkeit-der-deutschen-stromgebotszone-bleibt-gewahrt.html> (accessed Aug. 09, 2020).
- [69] “Set-up and challenges of Germany’s power grid.” <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/set-and-challenges-germanys-power-grid> (accessed Aug. 09, 2020).
- [70] “Enmienda a la Sección 13 EnWG.” <https://www.buzer.de/s1.htm?g=EnWG+4.8.2011&a=13> (accessed Jul. 14, 2020).
- [71] Deutscher Bundestag, “Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten – AbLaV),” vol. 18, no. 8561, pp. 2009–2010, 2016.

- [72] “Verordnung zu abschaltbaren Lasten, AbLaV .” <https://www.buzer.de/s1.htm?g=ablav&f=1> (accessed Jul. 14, 2020).
- [73] European Commission, “Commission approves German electricity demand response scheme,” 2016. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_16\\_3524](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_16_3524).
- [74] “Regelleistung. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung.” <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla?lang=en> (accessed Jul. 14, 2020).
- [75] 50hertz, “Market processes and market roles.” <https://www.50hertz.com/Market/Marketroles> (accessed Aug. 09, 2020).
- [76] 50hertz, “Balancing energy.” <https://www.50hertz.com/en/Market/Balancingenergy> (accessed Aug. 09, 2020).
- [77] ENTSO-E, “IGCC Merger.” [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/imbalance-netting/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/) (accessed Aug. 09, 2020).
- [78] S. Just and C. Weber, “Strategic behavior in the German balancing energy mechanism: incentives, evidence, costs and solutions,” *J. Regul. Econ.*, vol. 48, no. 2, pp. 218–243, 2015, doi: 10.1007/s11149-015-9270-6.
- [79] P. Bertoldi, P. Zancanella, and B. Boza-Kiss, *Demand Response status in EU Member States*. 2016.
- [80] Forschungsstelle für Energiewirtschaft, “Demand Response in der Industrie. Status und Potenziale in Deutschland,” 2010. [Online]. Available: [https://www.ffe.de/download/article/353/von\\_Roon\\_Gobmaier\\_FfE\\_Demand\\_Response.pdf](https://www.ffe.de/download/article/353/von_Roon_Gobmaier_FfE_Demand_Response.pdf).
- [81] O. Raabe and J. Ullmer, “Legal Aspects of Demand Side Management in Germany,” *it - Inf. Technol.*, vol. 55, no. 2, p. 63, 2013, doi: 10.1524/itit.2013.0008.
- [82] Smart Energy Demand Coalition, “Mapping Demand Response in Europe Today,” *SEDC. Smart Energy Demand Coalit.*, no. April, p. 92, 2014, [Online]. Available: [http://www.febeliec.be/web/infoession\\_strategic\\_demand\\_reserve\\_16\\_5\\_2014/1011306087/list1187970122/f1.html%5Cnhttp://sedc-coalition.eu/wp-content/uploads/2014/04/SEDC-Mapping\\_DR\\_In\\_Europe-2014-041111.pdf](http://www.febeliec.be/web/infoession_strategic_demand_reserve_16_5_2014/1011306087/list1187970122/f1.html%5Cnhttp://sedc-coalition.eu/wp-content/uploads/2014/04/SEDC-Mapping_DR_In_Europe-2014-041111.pdf).
- [83] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, “An Electricity Market for Germany ’ s Energy Transition,” 2014. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt-englisch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- [84] S. Gaskraftwerke, “Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes ( Strommarktgesetz ),” vol. 2016, no. 37, pp. 1786–1817, 2016, [Online]. Available: [https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger\\_BGBI&start=//\\*\\*%5B@attr\\_id=%2527bgbl116s1786.pdf%2527%5D#\\_\\_bgbl\\_%2F%2F\\*\\*%5B%40attr\\_id%3D%27bgbl116s1786.pdf%27%5D\\_\\_1594991224656](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&start=//**%5B@attr_id=%2527bgbl116s1786.pdf%2527%5D#__bgbl_%2F%2F**%5B%40attr_id%3D%27bgbl116s1786.pdf%27%5D__1594991224656).
- [85] “Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV.” <http://www.gesetze-im-internet.de/stromnrv/index.html#BJNR224300005BJNE003200000> (accessed Jul. 25, 2020).
- [86] J. Bertsch, H. Schweter, A. Sitzmann, G. Prof. Dr. Fridgen, T. Sachs, and M. Schöpf, “Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität,” p. 63, 2017, doi: 10.1109/PADS.2001.924616.

- [87] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, “Electricity 2030,” 2016. [Online]. Available: [https://www.energypartnership-tunisia.org/fileadmin/user\\_upload/tunisia/media\\_elements/discussion-paper-electricity-2030.pdf](https://www.energypartnership-tunisia.org/fileadmin/user_upload/tunisia/media_elements/discussion-paper-electricity-2030.pdf).
- [88] Bundesnetzagentur, “Vorschlag Aggregator-Modell,” 2016. [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/VortraegeVeranstaltungen/Aggregator\\_Modell\\_606.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/VortraegeVeranstaltungen/Aggregator_Modell_606.pdf?__blob=publicationFile&v=1).
- [89] Branchenleitfaden, “Regelleistungserbringung durch Drittpartei-Aggregatoren gem. § 26a StromNZV,” p. 45, 2016, [Online]. Available: [http://www.bne-online.de/de/system/files/files/attachment/Branchenleitfaden\\_Drittpartei-Aggregator.pdf](http://www.bne-online.de/de/system/files/files/attachment/Branchenleitfaden_Drittpartei-Aggregator.pdf).
- [90] F. Mayr and S. Adam, “The German Secondary Control Reserve market: Will recent regulatory updates finally pave the way for energy storage? - Apricum - The Cleantech Advisory,” Jul. 2017. <https://www.apricum-group.com/german-secondary-control-reserve-market-will-recent-regulatory-updates-finally-pave-way-energy-storage/> (accessed Jul. 26, 2020).
- [91] “Datacenter FCR/aFRR/mFRR.” [https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/?productTypes=PRL,SRL,MRL&from=2020-07-27&to=2020-08-03&tid=SRL\\_20200727\\_D1](https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/?productTypes=PRL,SRL,MRL&from=2020-07-27&to=2020-08-03&tid=SRL_20200727_D1) (accessed Jul. 27, 2020).
- [92] M. Barbero, L. Igualada, and C. Corchero, “Overview of the regulation on aggregator agents in Europe,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2018-June, no. 3, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/EEM.2018.8470015.
- [93] J. Stede, A. Karin, and C. Dufter, “The Role of Aggregators in Facilitating Industrial Demand Response,” 2020. doi: 10.1111/j.1468-0319.1996.tb00072.x.
- [94] “Regelleistung.” <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl> (accessed Jul. 26, 2020).
- [95] European Commission, “State aid: Commission approves six electricity capacity mechanisms to ensure security of supply in Belgium, France, Germany, Greece, Italy and Poland - Factsheet,” no. February, p. 3, 2018, [Online]. Available: <http://europa.eu>.
- [96] “Capacity market debate resurfaces as Germany may need gas to replace coal | Clean Energy Wire.” <https://www.cleanenergywire.org/news/capacity-market-debate-resurfaces-germany-may-need-gas-replace-coal> (accessed Jul. 27, 2020).
- [97] Ministry for Economic Affairs and Energy, “Electricity market in Germany – Does the current market design provide security of supply?,” no. September, 2014.
- [98] T. H. E. E. Commission, “COMMISSION DECISION (EU) 2018/860 of 7 February 2018,” vol. 45852, no. April 2017, 2018.
- [99] “Kapazitätsreserveverordnung - KapResV,” 2019. Accessed: Jul. 27, 2020. [Online]. Available: <http://www.gesetze-im-internet.de/kapresv/>.
- [100] Netztransparenz, “Kapazitätsreserve,” 2020. <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve> (accessed Jul. 27, 2020).





