UNIVERSIDAD EAFIT

Vigilada Mineducación



Documentos de trabajo

Economía y Finanzas

Nº 20-02

2020

Energy transition in Germany and integration of non-conventional energy sources

Jesús Botero, David Cardona, John García.

cief
Centro de Investigaciones Económicas y Financieras
Universidad EAFIT

Transición energética en Alemania e integración de fuentes de energías no convencionales[1]

Energy transition in Germany and integration of non-conventional energy sources

Jesús Botero García[2]
David Cardona Vásquez[3]
John García Rendón[4]

Diciembre, 2019

Resumen

La política energética alemana ha sido, sin duda, un referente a nivel mundial enlo relativo a energías renovables. Con la implementación de la Ley de energías renovables (*Erneuerbare Energien Gesetz*) en 2000, el 36% del consumo bruto de electricidad en 2018 provino de fuentes renovables. Además, las emisiones de gases de efecto invernadero cayeron en 328 millones de toneladas entre 1990 y 2016, al pasar de 1264 a 936 mill ton de CO2. No obstante, esto también ha incrementado el costo de las restricciones, en 2017, alcanzó un nuevo récord de 1400 millones de euros y el precio al consumidor final se incrementó sustancialmente, siendo uno de los más altos de la Unión Europea, pero ya han venido reduciéndose, conforme ha reducido el costo de las nuevas tecnologías. Aun así, el consenso de la sociedad, es que vale la pena pagar esos sobrecostos. Por tanto, es importante conocer el programa de transición energética que ha vivido Alemania y sus efectos, el cual es el objetivo de este paper.

Abstract

German energy policy has undoubtedly been a worldwide benchmark for renewable energy. With the implementation of the Renewable Energy Sources Act in 2000, 36% of gross electricity consumption in 2018 came from renewable sources. In addition, greenhouse gas emissions fell by 328 million tonnes between 1990 and 2016. However, this has also increased the cost of stabilizing the grid, reaching a new record of 1.4 billion euros in 2017 and the price to the final consumer increased substantially, being one of the highest in the European Union. However, it has already been reducing, as it has reduced the cost of new technologies. Even so, the consensus of society is that these extra costs are worth paying. Therefore, it is important to know the energy transition program that Germany has experienced and its effects, which is the objective of this paper.

[1] Este estado del arte corresponde a uno de los mercados eléctricos estudiados sobre los avances que se han tenido en la inclusión de fuentes de energías renovables no convencionales y la implementación de redes inteligentes a nivel mundial del proyecto: “Política, regulación y mercados”, con el código 58864 de la iniciativa "Colombia Científica". Esta investigación se desarrolló en el marco del Programa de Investigación "ENERGETICA 2030", financiado por el Banco Mundial a través de la convocatoria "778-2017 Ecosistemas Científicos", administrado por el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación - COLCIENCIAS. Los autores agradecen los comentarios de Alejandro Gutiérrez, Juan Camilo Arbeláez y Silvia Chaparro a una versión preliminar. Los autores agradecen los comentarios de Alejandro Gutierrez a una versión preliminar y a Alex Pérez por la corrección de estilo.

[2] Consultor, Docente Universidad EAFIT. Correo electrónico: jabotero@eafit.edu.co

[3] Investigador, XM Expertos en Mercados S.A. Correo electrónico: dcardona@xm.com.co

[4] Departamento de Economía, Universidad EAFIT. Correo electrónico: jgarcia@eafit.edu.co; Dirección: Carrera 49 - 7 Sur 50 bloque 26; Teléfono: (574)2619500 ext. 9009.

Palabras clave:
Mercado eléctrico alemán; FNCE; CO2; Transición energética.
Key Words:
Germany electricity market; NCRE; Carbon Emissions; Energy transition.
JEL Classification:
D47; L11; L51; L78.

1. Generalidades del país y de la industria: tipo de gobierno, población, recursos naturales, matriz energética país.

Alemania es la cuarta economía más grande del mundo. Opera bajo un sistema parlamentario y el poder ejecutivo es ejercido por el Canciller Federal. Cuenta con cerca de 82 millones de habitantes y ha sido líder mundial en la adopción de energías renovables no convencionales. Es un país industrializado que produce bienes de alto valor agregado con una alta demanda en el exterior. Ello la hace sensible a los vaivenes que enfrenta la globalización, por cuenta de las tensiones entre los grandes bloques comerciales[5]. En lo referente a recursos naturales, Alemania importa la mayoría de las materias primas y cuenta con algunas explotaciones puntuales de sal y carbón. Respecto de la composición de su matriz energética, en el Gráfico 1 puede observarse cómo ha evolucionado la participación de las diferentes fuentes. Si bien Alemania es reconocido como un líder mundial en la incorporación de renovables a su sistema, no se puede desconocer que, aunque cada vez en menor medida, aún depende principalmente de combustibles fósiles como carbón y líquidos.

Como se puede apreciar, el gas natural tiene una participación importante en el sistema alemán. Ello es de especial interés ya que el principal proveedor de este combustible es Rusia, lo que ha generado tensiones en el ámbito geopolítico debido a una posible influencia de ese gobierno sobre el líder *de facto* de la Unión Europea. Un elemento central en este asunto es el gasoducto *Nordstream 2* el cual duplicaría la capacidad de transporte de gas desde Rusia a la Unión Europea (Deutsche Welle, 2019). En cuanto a la capacidad instalada, a marzo de 2019 el sistema alemán contaba con 202.61 GW que hacen parte del mercado eléctrico, los cuales se encuentran distribuidos como se muestra en el Gráfico 2. Es de especial interés observar como a pesar de su alta participación como capacidad instalada, las fuente eólica y solar no son predominantes en la producción de electricidad, probablemente por su intermitencia y por limitaciones de la red.

[5] *"Después de varios años de crecimiento del PIB real a un promedio de más del 2 por ciento anual, la economía de Alemania se frenó drásticamente en la segunda mitad de 2018, lo que refleja una desaceleración de la demanda mundial y disrupciones temporales que afectan a las industrias automotriz y química. Esto redujo el crecimiento a 1.5 por ciento en 2018".* IMF (2019).

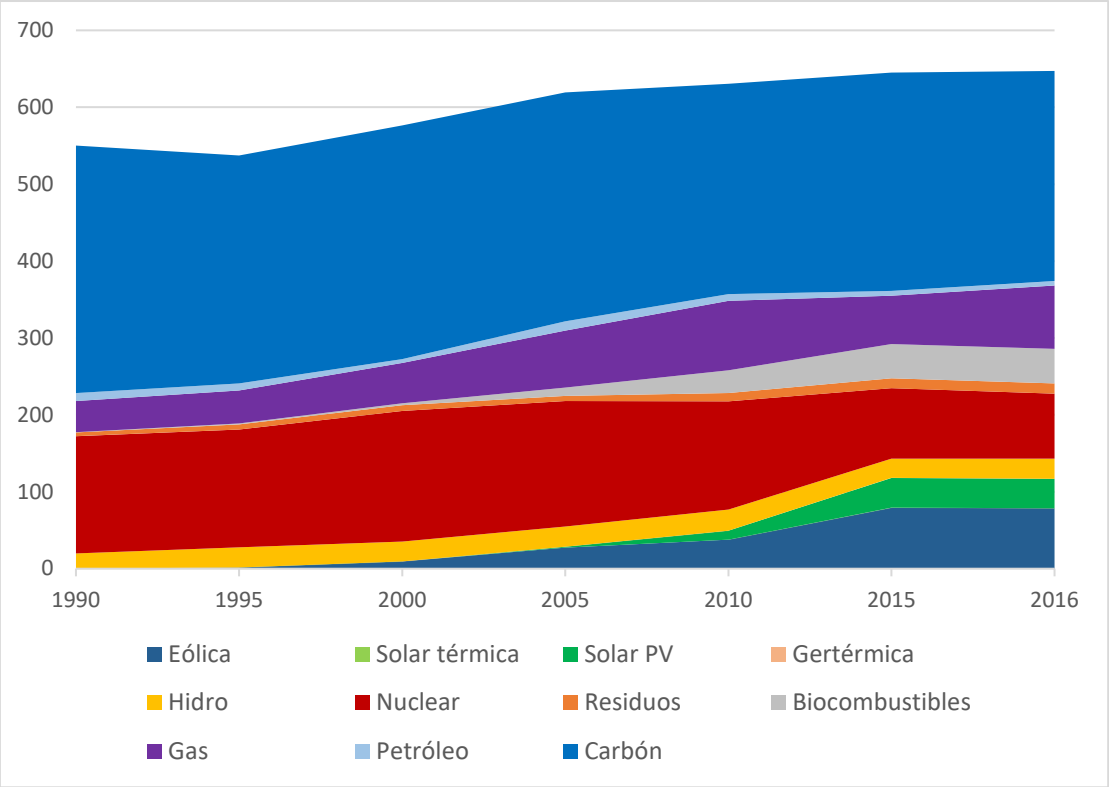

Gráfico 1. Fuente de generación de energía (TWh). Fuente: IEA (2019).

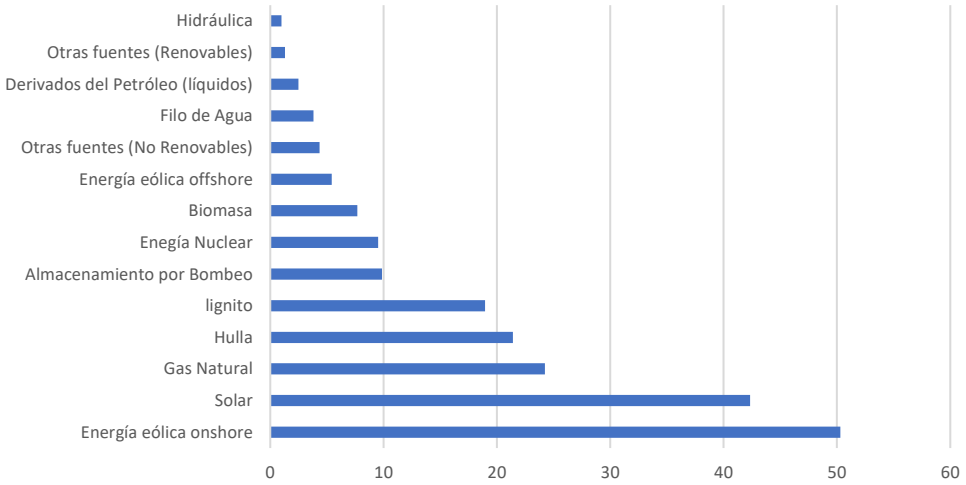

Gráfico 2. Capacidad instalada – mercado de electricidad. Fuente: Bundesnetzagentur (2019).

2. Estructura institucional del mercado eléctrico: Regulador, planeación, operador de mercado, operador del sistema.

La estructura regulatoria del sector fue establecida mediante la *Energy Industry Act* (EnWG, por sus siglas en alemán), que entró en vigor en 1998. En dicha Ley se estableció la separación de actividades (generación, transmisión, distribución,

comercialización), las reglas para el acceso a las redes y la definición de tarifas en el sector.

La regulación está a cargo de la Agencia Nacional de Redes (*Bundesnetzagentur, BNetzA)* y la autoridad de competencia es la Oficina Federal de Carteles (*Bundeskartellamt*, *BKartA*). En la Figura 1 puede apreciarse la estructura general y las actividades que regulan.

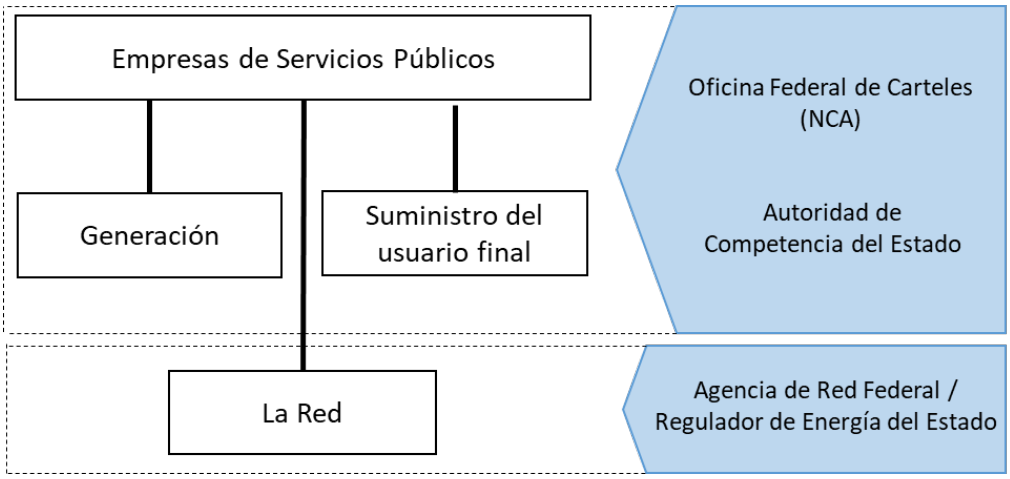

Figura 1. Estructura general del mercado eléctrico. Fuente: Bundesnetzagentur (2013).

En lo referente a sus funciones de la *Bundesnetzagentur* bajo la *Energy Industry Act* (*Energiewirtschaftsgesetz*), éstas incluyen:

- Aprobar cargos por uso de la red
- Asegurar un acceso a la red sin discriminación y definir condiciones de acceso
- Evitar abuso de poder mercado por parte de los operadores de las redes

Por otra parte, la *Bundeskartellamt* se encarga de:

- Controlar el abuso del poder de mercado en los mercados mayoristas
- Controlar los precios al usuario final
- Controlar fusiones y adquisiciones

Adicionalmente, ambas agencias tienen un esquema de cooperación bajo el cual ambas tienen el derecho de comentar en las decisiones y borradores de la otra y están obligadas a informarse mutuamente sobre asuntos o situaciones que puedan ser relevantes para el cumplimiento de sus funciones.

Renewable Energy Act

El énfasis en energías renovables fue determinado mediante el *Renewable Energy Act* (EEG) del año 2000, que fundamentó el llamado *Energiewende*, la transición o

giro energético, que busca simultáneamente el paulatino abandono de la energía nuclear y la consolidación de las energías renovables en el sistema alemán. El Acta estableció la tarifa garantizada para energías renovables (*Feed-in-Tariff*, FiT), que aún está vigente para plantas existentes, aunque en 2017 fue reemplazada por un nuevo mecanismo de subastas para nuevas plantas de energía renovable (solar, eólica, geotérmica y biomasa). El FiT es financiado mediante un recargo (el recargo EEG, por las siglas de la ley que lo creó) cobrado por los operadores de sistemas de transmisión. El recargo estaba en 0.0614€/kWh en 2015, lo que representó cargos totales por 21.5 mil millones de euros en dicho año.

En 2016, tres iniciativas fueron aprobadas por el parlamento alemán, reforzando el "*energiewende*": la ley de recursos renovables energéticos, revisión 2017; la ley del mercado de electricidad y la ley de digitalización de la transición energética (Energiewende Direkt, 2016).

La revisión 2017 de la ley de recursos renovables energéticos: limita la expansión de renovables, para hacerle consistente con el despliegue de la red (para 2017 se limitó el crecimiento de la capacidad de renovables al 58% de la capacidad instalada en los tres últimos años, es decir, 2013-2016); crea mecanismos de subastas en lugar del *Feed-in Tariffs* (aunque mantiene estos para instalaciones en pequeña escala) para una expansión rentable, estable y controlada y crea la figura de "empresa de energía ciudadana", que pueden participar en las subastas en términos simplificados[6].

La segunda ("mercado eléctrico 2.0") fomenta la flexibilidad y la competencia entre flexibilidad de oferta, de demanda y almacenamiento[7]. Es la más importante reforma desde la privatización, porque apunta a que los precios futuros de la electricidad varíen dependiendo de la electricidad que está disponible en el momento en que el consumidor la requiere (Energiewende Direkt, 2016). Los comercializadores tienen que poner su parte en la seguridad energética. Y crea la "nueva reserva de capacidad", que independiente de los mercados corrientes, sólo se activa ante eventos imprevistos.

Sus elementos fundamentales son:

- Un sistema con responsabilidad creciente de RES-E[8].
- Con mecanismos de precios fortalecidos, sin mercados de capacidad.
- Garantizando la seguridad del suministro: reservas de capacidad[9] y cooperación con vecinos.

[6] Para un análisis de esta figura, ver Anexo 2.

[7] *"Flexible energy options, such as energy storage, smart-charging electric vehicles, demand response and interconnectors, are needed to ensure that the energy transition proceeds on an optimal path. Our expensive power system would otherwise be reliant on fossil-fueled backup and installing excess wind and solar capacity".* BloombergNEF (2018).

[8] RES-E: Electricity production from renewable energy resources.

[9] Sobre la diferencia entre mercados de capacidad y reserva de capacidad, ver anexo 3.

- Propiciando la competencia entre productores y las opciones de flexibilidad.

Un estudio reciente de BlommbergNEF (2018) plantea recomendaciones para crear condiciones adecuadas de mercado para integrar flexibilidad en el sistema:

- Introducir precios dinámicos para los clientes y los Vehículos Eléctricos.
- Establecer el marco para que los operadores de la red de distribución compartan el valor de la flexibilidad.
- Mejores incentivos o compensaciones para fuentes de respuesta rápida en mercados de capacidad o mercados auxiliares.
- Acortamiento de los intervalos de negociación y de liquidación en los mercados mayoristas.
- Extender el acceso a los mercados a almacenamiento y a fuentes de respuesta de la demanda, incluyendo la participación de agregadores y menores barreras para todos los mercados (capacidad, energía y balance).
- Tratamiento igualitario a recursos externos, accedidos a través de interconexiones.

La tercera ley crea las redes digitales para poner en un mismo sistema de información a generadores y consumidores de gran escala (más de 1.5 millones de participantes): "*Empezando en 2017, consumidores a gran escala y generadores de electricidad deberán estar dotados de sistemas de medición inteligentes (smart metering systems). Para 2020, esos sistemas se habrán ampliado a hogares privados que usen más de 6,000 kWh de electricidad por año. Para poner las cosas en perspectiva, este nivel está bien arriba del consumo promedio anual de un hogar alemán, que está en 3,500 kWh*" (BloombergNEF, 2017: pág. 4). Ello evita lecturas manuales y permite tarifas flexibles. En la ampliación del sistema, aplican precios techo de instalación de los medidores, para asegurar que sólo se instalen medidores que tengan retorno. La ley concede especial atención a la seguridad de la información.

Hay otros desarrollos importantes:

> a medida que avanza la expansión de las fuentes de energía renovable de Alemania, los tejados y las fachadas de las ciudades y las zonas urbanas se convierten en un recurso cada vez más valioso para producir energía solar al lado de donde se consume. Si bien los complicados obstáculos burocráticos y los altos costos han dificultado durante mucho tiempo que los propietarios de la propiedad proporcionen esta electricidad a los inquilinos que viven en sus edificios, un marco legal introducido en 2017 está destinado a impulsar el concepto de "electricidad del inquilino" a través de un mejor apoyo financiero. Pero, según algunos críticos, esa "*Energiewende* en casa" todavía está estancada por la burocracia persistente y conlleva el riesgo de socavar la solidaridad financiera. (Clean Energy Wire, 2018a: pág. 1)

La enmienda de la Ordenanza transfronteriza de energía renovable (GEEV) adoptada en agosto de 2016, por su parte, mejora la cooperación con los vecinos de

electricidad y refuerza la Transición energética alemana en Europa: Alemania ha abierto las subastas de renovables hasta 5% a países vecinos.

Durante una fase de prueba que comenzó en julio de 2017 y se extenderá hasta enero de 2020, las capacidades comerciales mínimas se aumentarán progresivamente a 1,100 MW utilizando lo que se denomina comercio de compensación.

3. Funcionamiento del Mercado

En el mercado operan 4 grandes generadores (Eon, RWE, Vattenfall Europe y EnBW), que participan con cerca del 70% de la generación total. Hay 4 operadores de sistemas de transmisión (Tennet, Amprion, 50Hertz y TransnetBW) y en septiembre de 2017 había 879 operadores de sistemas de distribución. Hay más de 1000 comercializadores y más de la mitad de ellos, atienden a menos de 10.000 clientes (Scholz y Ante, 2018).

La Figura 2 describe el funcionamiento del mercado mayorista y el mercado de balance.

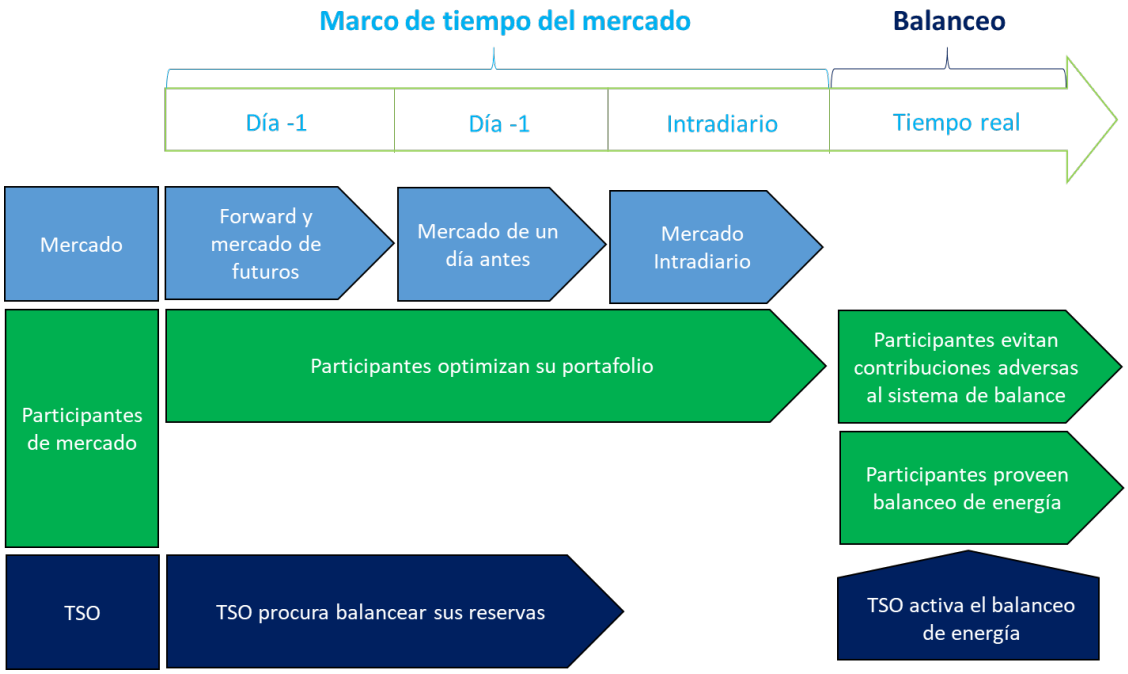

Figura 2. Funcionamiento del mercado. Fuente: Tennet (2018).

Los precios mayoristas de la región centro occidental de Europa (a la que pertenece Alemania) han evolucionado como lo muestra el Gráfico 3. En general, los precios del mercado mayorista de Alemania y Austria[10] (DE/AT) han estado por debajo de los precios en Francia y Bélgica. Pero en 2017, el precio promedio de la región se

[10] La zona común de oferta Alemania-Austria se ha separado a partir de 2018.

incrementó aproximadamente en 0.07€/kWh, debido a presiones en los precios de los combustibles.

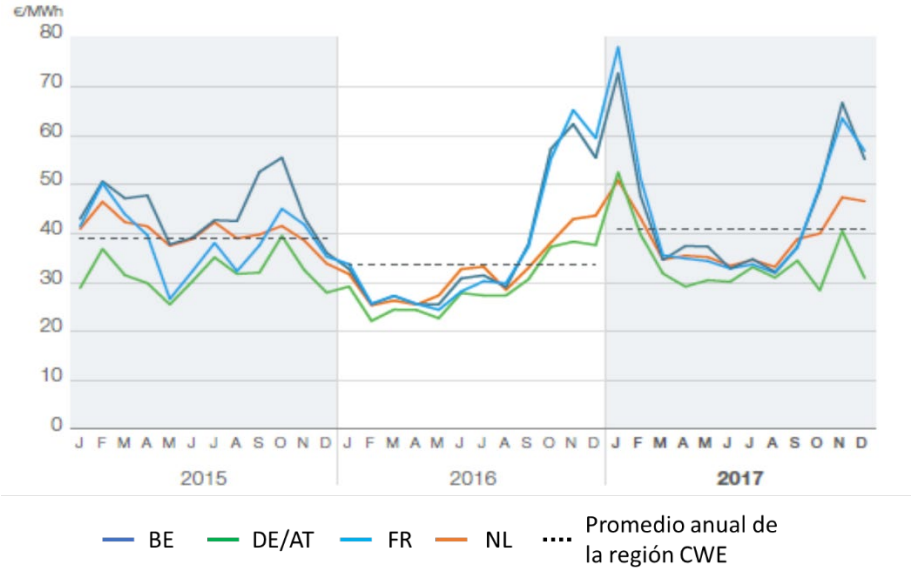

Gráfico 3. Precios mercado mayorista. Europa centro occidental. Fuente: Tennet (2018).

Esos precios no se traducen, sin embargo, en menores costos para el consumidor en Alemania, ya que esos costos incluyen el recargo por el FiT y otros impuestos y recargos. El Cuadro 1 resume los componentes del gasto en electricidad para el período 2010-2016: los componentes definidos por el gobierno (impuestos, sobrecargo EEG para cubrir el FiT, sobrecargo de la ley de cogeneración, CHPA[11] y cargos por concesión), los regulados por el gobierno (cargos por transmisión y por distribución) y los determinados por el mercado (generación, energía de fuentes renovables). Los primeros representan el 51.8% del costo; los segundos, el 30.1% y los componentes de mercado, sólo el 18.1%. El Gráfico 4 detalla, por su parte, la evolución de los componentes del costo en la tarifa, para un hogar típico alemán de 3 personas, entre 2007 y 2017.

Cuadro 1: discriminación de los componentes del gasto en electricidad.

Gasto de los consumidores finales en electricidad (miles de millones de euros)							
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Gasto total	65,6	68,6	69,4	76,7	76	75,3	74,1
Componente inducido por el Gobierno	21,9	27,9	28,4	35,6	37,9	37,1	38,4
VAT	4,7	4,9	5,1	5,6	5,7	5,8	5,7
Impuestos a la electricidad	6,4	7,2	7	7	6,6	6,6	6,6
Cuotas de concesión	2,1	2,2	2,1	2,1	2	2	2

[11] *Combined Heat and Power Act.*

Recargo EEG	8,3	13,4	14	19,8	22,3	22	22,7
Recargo CHPA	0,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1,3
Recargo por responsabilidad offshore e interrupción de cargas	0	0	0	0,7	0,8	0	0,2
Componente regulado por el Gobierno	16,9	17,6	19	21,2	21,4	21,4	22,3
Cargas a la red por transmisión	2,2	2,2	2,6	3	3,1	3,5	3,8
Cargas a la red por distribución	14,7	15,4	16,4	18,2	18,3	17,9	18,5
Componente dirigido por el mercado	26,8	23,1	22	19,8	16,6	16,8	13,4
Valor de mercado RES de la electricidad	3,5	4,4	4,8	4,2	4,1	4,7	4,3
Generación y oferta	23,3	18,6	17,2	15,6	12,5	12,1	9,1

Fuente: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2018).

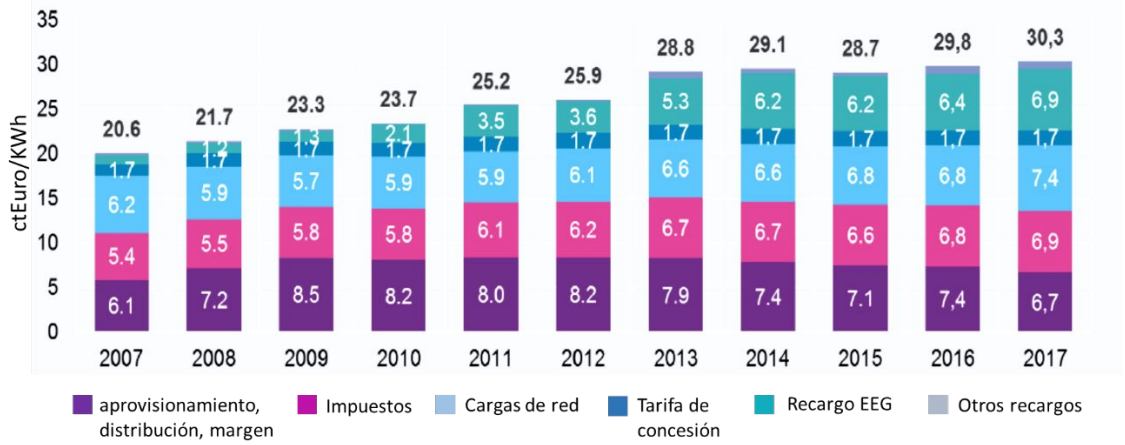

Gráfico 4. Precio promedio electricidad para un hogar de 3 personas. Alemania. Fuente: Jahn y Ropenus (2017).

En cuanto a la evolución futura, el sobrecargo por EEG parece estar nivelándose, después de grandes incrementos hasta el 2014, como lo muestra el Gráfico 5. El crecimiento promedio entre 2014 y 2017 es del 3.3%, frente a crecimientos del orden del 20% entre 2011 y 2014. En 2018, incluso, tuvo una leve reducción, quedando en 6.792.

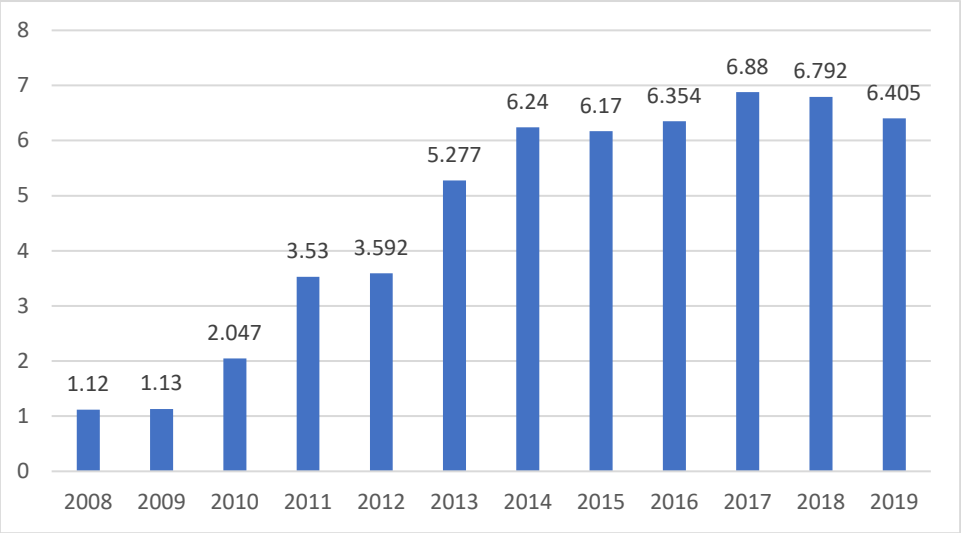

Gráfico 5. Sobrecargo EEG Alemania (ctEuro/KWh). Fuente: https://www.cleanenergywire.org/news/renewables-support-set-fall-six-percent-2019.

Ello refleja el hecho de que los incentivos a la generación renovable se han ido ajustando a la baja, especialmente a partir de la introducción de los mecanismos de subastas. Y aunque la última subasta de energía solar, realizada en noviembre 2018, fue adjudicada a 36 proyectos de energía solar, a un costo promedio de 0.0572€/kWh, un valor superior al de la subasta de abril (cuyo precio promedio fue 0.0467€/kWh), ese valor sigue siendo muy inferior al FiT vigentes en años anteriores (PV Magazine, 2018)[12]. El Gráfico 6 y el Cuadro 2 muestran los resultados de las subastas realizadas a partir de 2017.

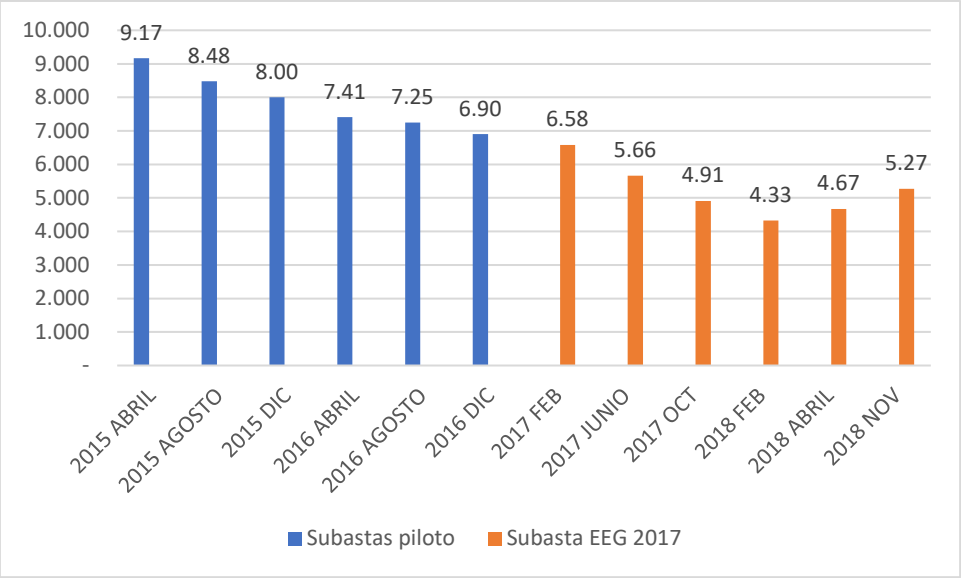

Gráfico 6. Precio promedio de las subastas de energía fotovoltaica (ctEuro/KWh). Fuente: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2018).

[12] En julio de 2014, el FiD estaba entre 0.0892 €/kWh y 0.1288 €/kWh para energía solar.

Cuadro 2: Precios de subasta y valor asignado a FiT en energía Fotovoltaica.

Precio promedio Subastas RES vs. FiT. Alemania ctEuro/KWh					
	FiT (valor para FV)	Subastas FV piloto	Subasta FV EEG 2017	Onshore EEG 2017	Offshore EEG 2017
jul-14	Entre 8,92 y 12,88				
abr-15		9,17			
ago-15		8,48			
dic-15		8			
abr-16		7,41			
ago-16		7,25			
dic-16		6,9			
feb-17			6,58		
abr-17					0,44
may-17				5,71	
jun-17			5,66		
ago-17				4,28	
oct-17			4,91		
nov-17				3,82	
feb-18			4,33	4,72	
abr-18			4,67		4,66
may-18				5,73	
nov-18			5,27		

Fuente: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2018).

En cuanto a su liquidez, el mercado alemán es el mercado más liquido en la Unión Europa, como lo ilustra el Gráfico 7.

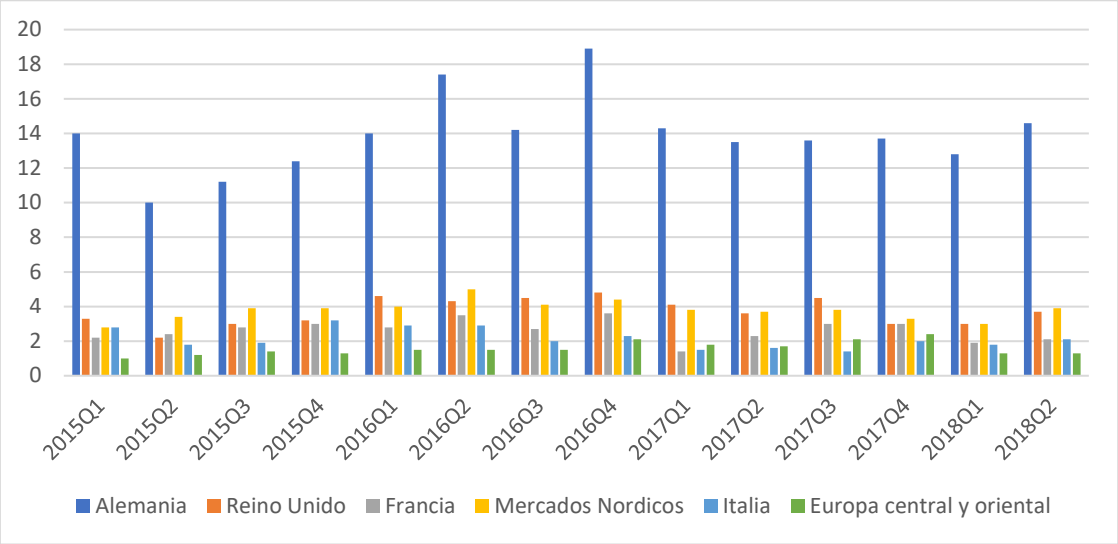

Gráfico 7. Indicador de liquidez del mercado de electricidad. (Churn ratio). Fuente: European Commission (2019).

4. Matriz energética del sector eléctrico

La capacidad instalada por tipo de combustible ha evolucionado como lo ilustra el Cuadro 3.

Cuadro 3. Capacidad eléctrica instalada. 1990-2016.

	1990	**2000**	**2010**	**2016**
Capacidad instalada - MW	99079	118884	162874	208500
Combustibles	68441	80794	85823	95716
Residuos municipales	550	585	1526	1957
Residuos industriales	253	885	1226	953
Biomasa	22	129	1500	1600
Biocombustibles líquidos	0	0	410	231
Biogás	89	345	3548	5839
Otros	67527	78850	77613	85136
Nuclear	22406	22396	20467	10799
Hidro	8182	9485	11218	11300
Eólica	48	6095	26903	49592
Solar PV	2	114	18005	40714
Solar térmica	0	0	2	2
Geotérmica	0	0	8	29
Otras	0	0	448	348

Fuente: European Commission (2017).

Y de acuerdo con un dato más reciente, la generación renovable representó el 35% de la generación total, en julio de 2018.

Cuadro 4: Generación por tipo.

	Julio de 2018		
	GWh	cambio	%
Térmica convencional	30675	6,9%	60,9%
Carbón	19500	10,7%	38,7%
Petróleo	430	-5,5%	0,9%
Gas	5870	-2,9%	11,6%
Combustibles renovables	4282	7,8%	8,5%
Otros	593	-2,0%	1,2%
Nuclear	6217	16,4%	12,3%
Hidro	1652	-21,9%	3,3%
Eólica	4644	-18,8%	9,2%
Solar	7035	27,1%	14,0%
Geotérmica	11	5,6%	0,0%

Otras renovables			
No especificado	173	20,9%	0,3%
Renovables	17625	1,5%	35,0%
No renovables	32782	8,5%	65,0%
Producción total neta	50407	6,0%	
+Importaciones	2355	-18,4%	
+Exportaciones	5972	17,9%	
=Electricidad ofertada	46791	3,1%	
+Usada para almacenar	451	-17,6%	
+Perdidas por TyD	1648	-4,5%	
=Electricidad consumida	44691	3,7%	

Fuente: IEA (2019).

Para 2018, la composición de la generación se resume en el Gráfico 8.

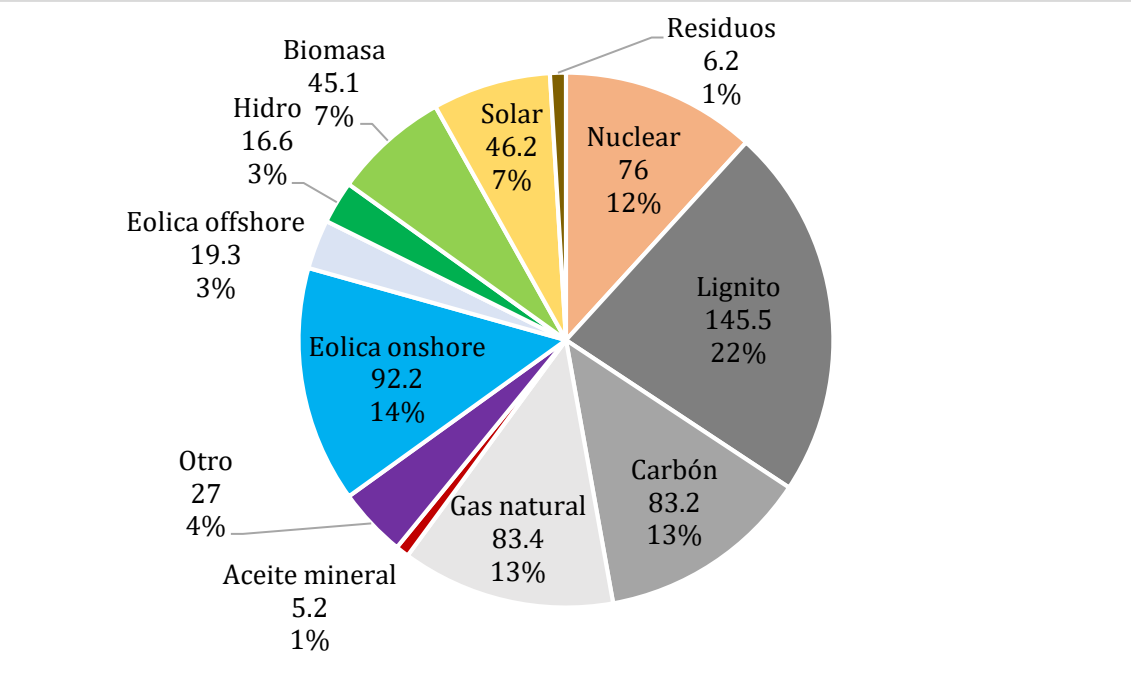

Gráfico 8. Participación por fuente. Fuente: Clean Energy Wire (2019).

5. Transacciones en cada mercado: Mercado de corto plazo, largo plazo, mercado de capacidad.

"El mercado eléctrico está conformado por varios submercados con sus propias señales de precio, que los agentes usan para planear sus actividades. Los operadores de los sistemas de transmisión balancean las capacidades para corregir desviaciones de esos planes. Los grupos de balance y los sistemas de balance de energía aseguran que la

oferta y la demanda se ajustan de la manera más rentable posible[13]". Bundesnetzagentur (2019).

Hay mercados de diferentes plazos: la electricidad puede ser transada con varios años de anticipación en mercados de futuros, que se usan fundamentalmente para coberturas. Pero conforme se acerca el día de entrega, se llega a los mercados diarios e intradiarios. En los primeros, los agentes determinan sus ofertas y demandas para el día siguiente, antes del mediodía. El intercambio determina el precio para cada hora (o cuarto de hora) del día siguiente. Este es el precio de referencia del mercado. En el intradiario, se puede negociar energía hasta 30 minutos antes de la entrega.

El Gráfico 9 muestra las transacciones realizadas en los diversos mercados en el primer trimestre de 2018.

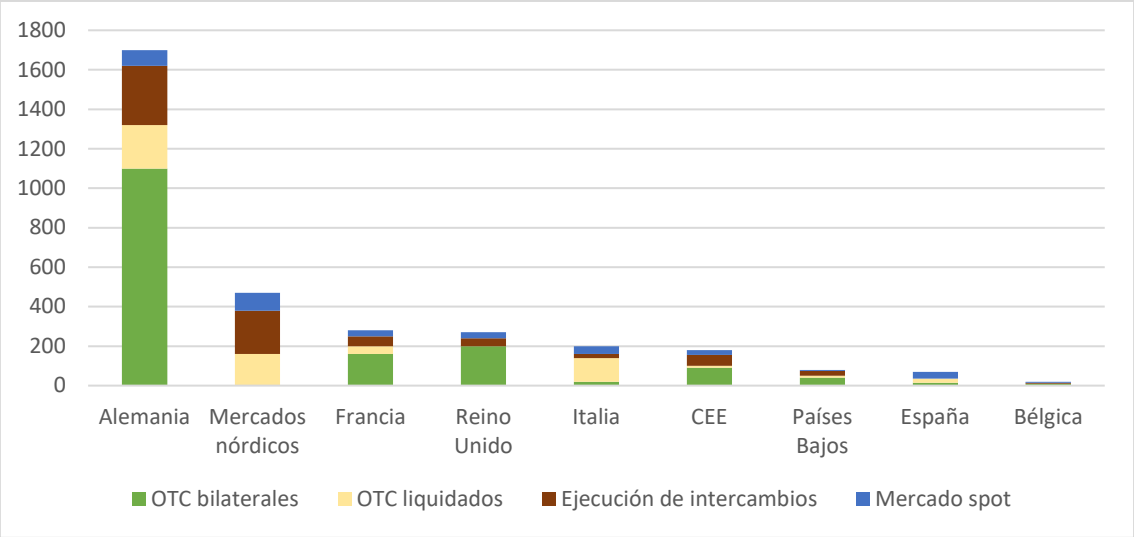

Gráfico 9. Comparación de volúmenes transados en algunos mercados importantes, del día siguiente, forward y de contratos. Primer trimestre de 2018. Fuente: European Comissions (2019).

Las cifras de 2017 indican, por su parte, que el mercado intra diario está ganando participación en Alemania, a costa del mercado del día siguiente (ver Gráfico 10, que presenta las transacciones en el mercado del día siguiente y en el mercado intradiario de la zona Alemania-Austria).

[13] La descripción del mercado sigue de cerca la explicación de la página SMARD acerca del funcionamiento del mercado.



Gráfico 10. Transacciones en los mercados de la zona Alemania-Austria. Fuente: Tennet (2018).

6. Políticas de expansión del mercado

Los objetivos fundamentales que ha perseguido la política energética alemana han sido: la descarbonización, la eliminación paulatina de la energía nuclear y el abastecimiento seguro. Los primeros objetivos parecen avanzar en la dirección correcta, pero se generaron dudas acerca de si un mercado de sólo energía provee los incentivos suficientes para que se realicen las inversiones necesarias.

Ello ha llevado al establecimiento de "reservas de capacidad", que se compran anualmente, hasta completar el 5% de la demanda anual, empezando por el 2% en 2018-2019, por un valor máximo de 100.000 EUR/MW. Las reservas son usadas cuando el mercado no se equilibra, reembolsando el costo variable al propietario de la planta (Zimmermann, 2017). A diferencia de los mercados de capacidad, que incentivan la inversión en nuevos recursos, este mecanismo saca del mercado recursos existentes, y los pone en reserva para ser usados en situaciones de emergencia. El Anexo 3 analiza los mecanismos de capacidad.

7. Políticas para participación de los consumidores en el mercado

"Para principios de 2016, la capacidad instalada de generación solar fotovoltaica superaba los 40GW, 98% de la cual puede considerarse "distribuida" (es decir, está interconectada en el nivel de distribución de baja tensión y sirve carga cerca del sistema) y el 50% es de propiedad de ciudadanos privados" (Lowder et al., 2017: pág. 15). Esa capacidad correspondía a cerca de 1.6 millones de instalaciones solares, y representaba cerca del 5.9% del total de energía generada. El auge de esa generación está asociado al FiT, y ha reflejado los cambios que se han presentado en él a partir de 2012[14], como lo ilustran los Gráficos 11 y 12.

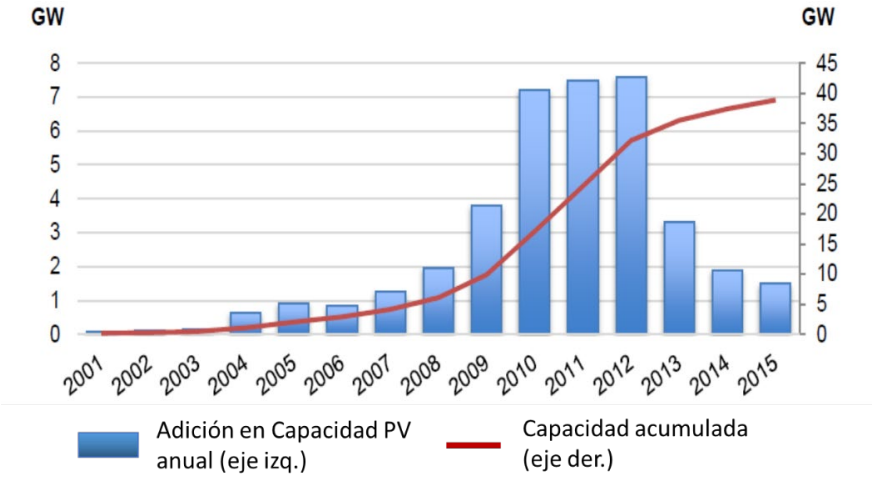

Gráfico 11. Evolución de la capacidad de generación solar. Alemania. 2001-2015. Fuente: Lowder et al (2017).

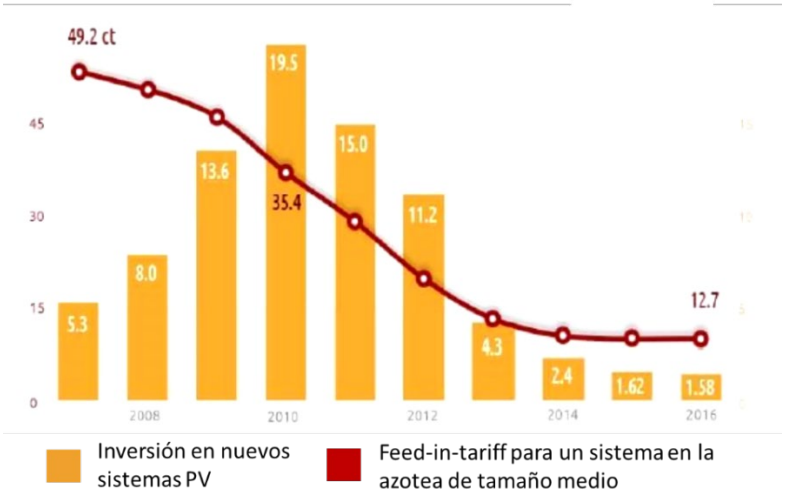

Gráfico 12. Feed-in-Tariff e inversión en energía solar FV. Fuente: Storm-Report Blog (2016).

[14] A partir de 2012

A partir de 2017, los grandes consumidores con un consumo promedio anual de más de 10,000 kWh deberán instalar medidores inteligentes. Este umbral se reducirá a 6.000 kWh en 2020, que se aplica a aproximadamente el 15% de los consumidores de electricidad. Con más de 50 millones de puntos finales de medición en todo el país, esto resultará en la instalación de alrededor de 7.5 millones de medidores inteligentes en toda Alemania. La mayoría de los hogares alemanes no se verán afectados, dado que el consumo promedio ronda los 3.500 kWh. El período de gracia entre 2017 y 2020 permitirá a los operadores de redes y terceros aprender de los primeros usuarios y mitigar cualquier problema que se produzca durante el despliegue inicial de grandes consumidores (...) Para los hogares en los que no se requieren medidores inteligentes, las empresas de servicios públicos seguirán teniendo la opción de suministrar esta tecnología a sus clientes con un costo máximo de 40 € por año. Si bien el programa general está programado para durar hasta 2032, algunos tipos de consumidores y operadores deberán finalizar antes de finales de 2024. (Smart Energy International, 2018: pág. 1).

El autoconsumo depende, por supuesto, de la diferencia entre el precio del minorista, el costo nivelado de la energía producida por el autogenerador (primordialmente solar) y el precio al que puede venderse la generación a la red. Y ha crecido, por el aumento del precio de la energía y la reducción de la tarifa garantizada, en línea con los costos de la generación solar. En 2014, se estableció, para equilibrar la diferencia, que el autoconsumo estaría sujeto parcialmente al recargo para financiar el FiT (EEG surcharge)[15]. Los sistemas residenciales de menos de 10 kW están exentos del sobrecargo[16].

Dos mecanismos más se han utilizado en Alemania para fomentar el uso de recursos energéticos distribuidos: un esquema de incentivos al almacenamiento, que incluye créditos a baja tasa de interés y pagos directos por un porcentaje de los gastos del sistema; y un esquema de apoyo a los sistemas combinados de calor y generación, CHP.

8. Políticas para integración de renovables no convencionales

El esquema actual de fomento a la generación renovable no convencional plantea dos tipos de mecanismos: el tradicional FiT, y un mecanismo alternativo de *Feed in Premiun* (FiP), según el cual los generadores renovables de cierto tamaño pueden vender la energía, con una prima sobre el precio spot, lo que reemplaza el FiT en nuevos proyectos de generación solar entre 100 kW y 10 MW[17].

Por otra parte, el Acta energética de 2014 (EEG 2014) creó el mecanismo de subastas para nuevos sistemas de generación fotovoltaica, para agregar una

[15] Así, Los usuarios pagan un sobre cargo por sus consumos
[16] Lowder et al (2017) estiman que los hogares alemanes que cuentan con generación PV consumen entre el 20 y el 40% de su generación.
[17] El rango inferior era originalmente 500 kW, pero fue ajustado a la baja en 2016, hasta 100 kW. Ver Lowder et al (2017). Pag. 17.

capacidad de 1.2 GW de generación solar en sistemas de hasta 10 MW. En la primera subasta su adjudicaron 150 MW, a un precio promedio de €0.092, pero a partir de entonces el precio se ha reducido considerablemente: en febrero de 2018, se alcanzó un precio promedio de 0.0433 €/kWh (Lowder et al., 2017). La oferta más baja fue 0.0386 € (PV Magazine, 2018b). Aunque las subastas posteriores han llevado el precio a niveles superiores a 0.05 €/kWh[18], el precio sigue estando muy por debajo de los niveles de FiT con los que empezó el sistema.

La integración de energías renovables ha sido un objetivo fundamental de la política energética alemana. La capacidad de generación a partir de energías renovable ha seguido ganando participación efectivamente, como lo muestra el Gráfico 13:

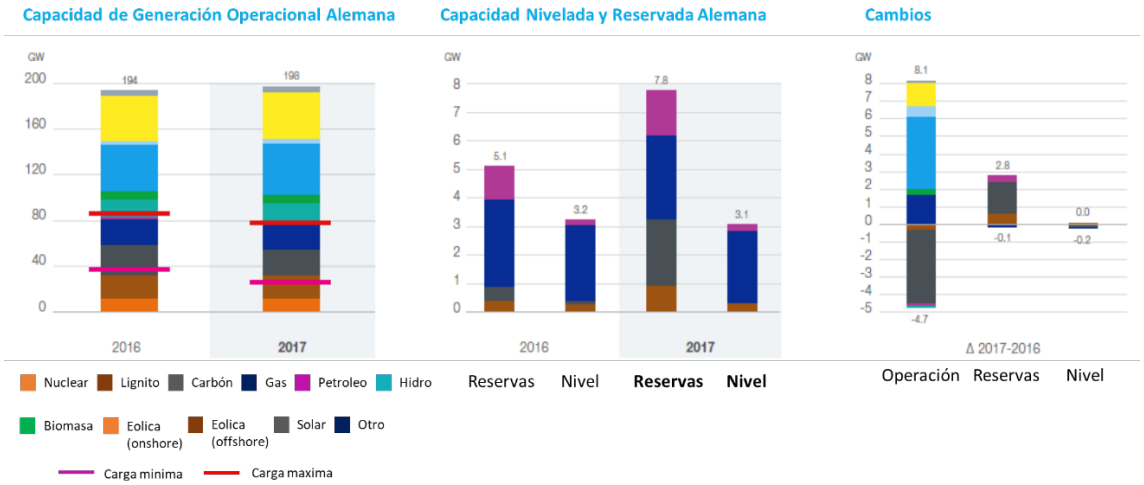

Gráfico 13. Capacidad de generación con energías renovables en Alemania. Fuente: Tennet (2018). Pag. 22.

En 2017, se incrementó en más de 6 GW, la mayoría en generación eólica *onshore*, que creció en cerca de 4.1 GW.

Lo importante es que dicho aumento ha ido acompañado de una disminución del FiT de la generación solar, como lo muestra el Gráfico 14, que presenta el FiT (eje izquierdo, en trazos continuos por colores según tecnología) por tecnología, y el recargo correspondiente pagado por los consumidores (en círculos rojos en el eje derecho) para financiar esos FiT.

En este sentido, pues, la política ha sido exitosa: produce un incremento de la generación renovable no convencional, con un costo para el usuario que parece estar estabilizándose entre 0.06 €/kWh y 0.07 €/kWh, dado que las tecnologías se han abaratado, permitiendo que en las subastas se obtengan tarifas garantizadas menores, como lo muestra el Gráfico 15. Se ha llegado incluso, en 2017, a ofertas sin subsidio de generación eólica offshore (Tennet, 2018).

[18] Ver Gráfico 4.

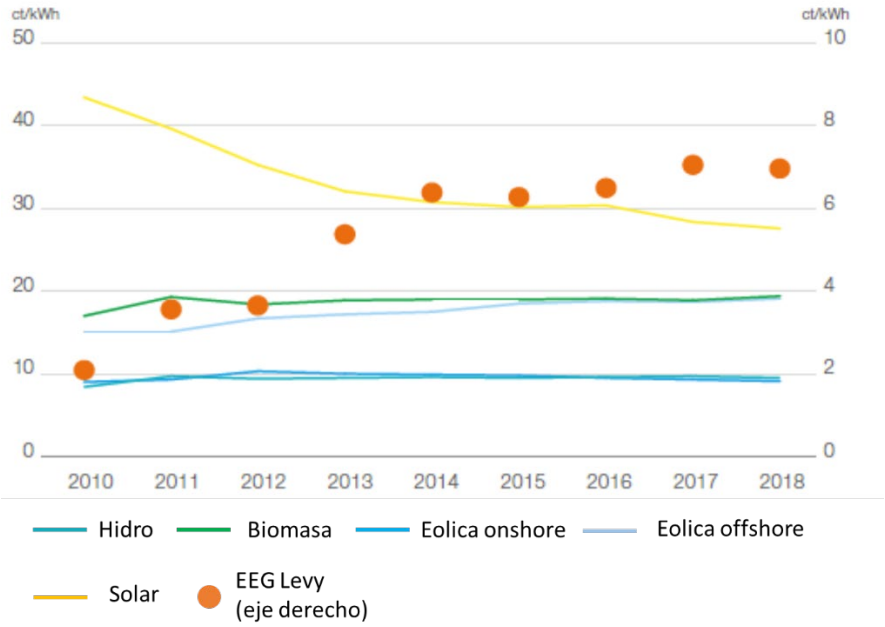

Gráfico 14. Precios subasta (eje izquierdo) y costos (eje derecho). Fuente: Tennet (2018).

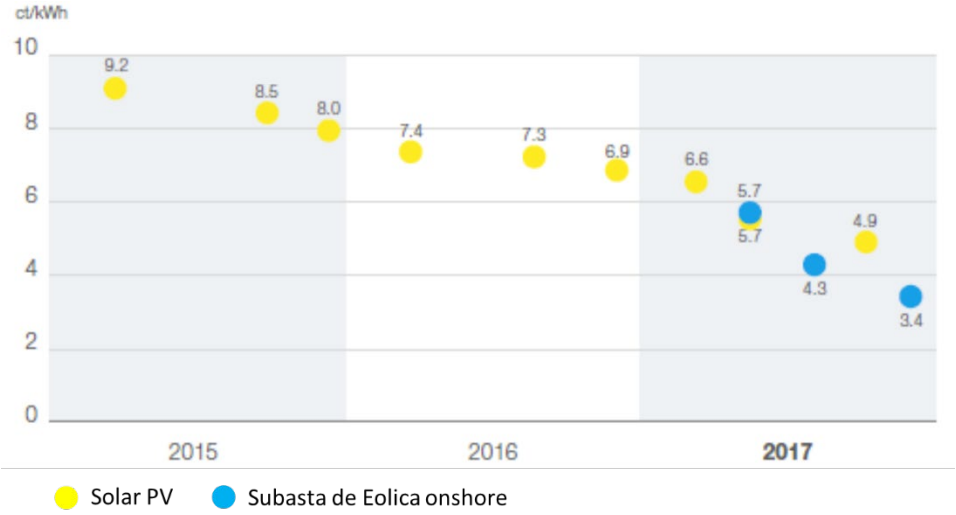

Gráfico 15. Resultado promedio de las subastas de energía solar y eólica onshore. Fuente: Tennet (2018).

9. Políticas de eficiencia energética

Alemania ha logrado incrementos importantes en su eficiencia energética, como ilustra el Gráfico 16.

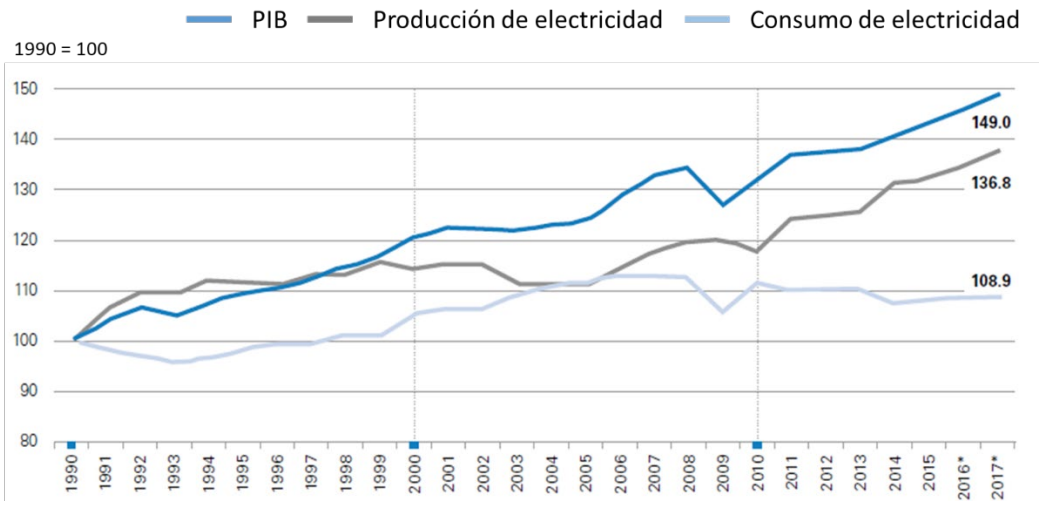

Gráfico 16. PIB, consumo de energía y productividad eléctrica. Alemania. 1990-2017. Fuente: AGEB (2018b).

El NAPE (*National Action Plan on Energy Efficiency*) y la resolución de política energética de 2015 están empezando a operar. Pero parece difícil alcanzar la meta planteada: 20% reducciones en 2020. Después del *Green Paper* de 2016, se consagró el principio de "eficiencia primero". En 2016 se lanzó el programa "*Germany makes it efficient*" (Energy Efficiency, 2019).

Las metas en eficiencia son las siguientes:

Cuadro 5: Metas eficiencia.

	2016	**2020 2030 2040 2050**
Eficiencia y consumo		
Consumo de energía primaria (comparado con 2008)	-6,50%	de -20% a -50%
Productividad final de la energía (2008-2050)	1,1% por año (2008-2016)	2,1% por año (2008-2050)
consumo bruto de electricidad (comparado con 2008)	-3,60%	de -10% a -25%

Fuente: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2018).

Los factores que determinan el consumo se resumen a continuación en el Gráfico 17:

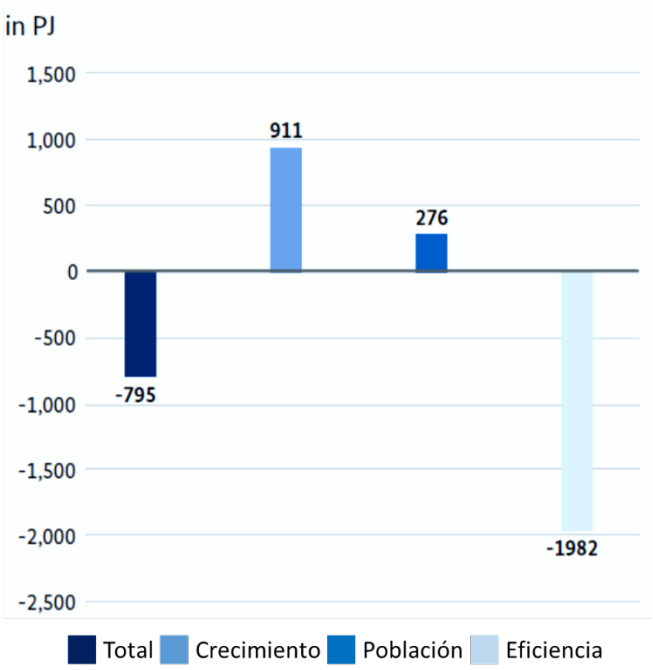

Gráfico 17. Componentes que influencias en cambio en el consumo primario de energía, 2008-2016. Fuente: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2018).

En lo que respecta a la eficiencia en el consumo de electricidad, entre 2008 y 2016, el consumo bruto de electricidad disminuyó en torno al 3,6%, una disminución promedio de alrededor del 0,5% anual. Para alcanzar la meta de reducción para 2020, el consumo de electricidad tendría que bajar en un promedio de 1.7% anual de 2016 a 2020.

La meta de reducción del 10% 2020 no se alcanzará.

Las áreas de acción más importantes de la política de eficiencia energética son:

• Incrementar la eficiencia energética en el sector de la edificación.

• Establecer la eficiencia energética como modelo de negocio y como modelo para generar retornos de inversión.

• Aumentar la responsabilidad personal por la eficiencia energética.

Y el incentivo fiscal propuesto por NAPE para la rehabilitación de edificios.

Algunos de los programas que se han implementado para apoyar el ahorro energético se relacionan a continuación[19]:

1. El Programa de eficiencia energética de KfW (Banco de desarrollo alemán) ofrece préstamos a bajo interés a empresas industriales para medidas de eficiencia energética en el área de instalaciones y procesos de producción.
2. El objetivo de la Iniciativa de Redes de Eficiencia Energética patrocinada por el Gobierno Federal junto con 22 asociaciones y organizaciones

[19] Ver Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2018). Pag 52-61.

empresariales actuales es iniciar alrededor de 500 nuevas Redes de Eficiencia Energética (EEN) en Alemania para finales de 2020.

3. La Iniciativa Nacional de Mejores Tecnologías, "*top runner*" (NTRI, por sus siglas en inglés) es un esfuerzo encabezado por el Gobierno Federal para consolidar las medidas para acelerar la penetración en el mercado de productos de eficiencia energética (*top runners*).
4. En las deliberaciones de la UE sobre la Directiva de etiqueta energética, Alemania hizo campaña con éxito para obtener una etiqueta energética clara e informativa.
5. La fase piloto del programa de financiación *STEP UP*. El primer proceso de licitación competitiva para financiar medidas de eficiencia energética. Su objetivo es activar la función de búsqueda del mercado para obtener un medio óptimo de ahorro de energía.
6. El programa piloto de medidores de ahorro de energía proporciona fondos para plataformas digitales para la transición energética. Puede participar cualquier empresa que pruebe sistemas digitales innovadores y modelos de negocio que ahorran energía y que pueden desarrollarse como un modelo de negocio escalable para clientes finales. Un requisito previo es la instalación de sistemas digitales como *Smart Home, Smart Meter, Smart Building* y tecnología de medición y control que ayude a los clientes a ahorrar energía. La mitad de la financiación del proyecto depende de la prueba de ahorro de energía en el cliente final mediante el uso de un "medidor de ahorro de energía".
7. El objetivo de las directrices de financiación para los sistemas de gestión de energía es fomentar la implementación de los sistemas de gestión de energía a ISO 50001 en la industria. La idea principal es que solo identificando la utilización de la energía es posible identificar medidas efectivas de ahorro de energía e implementarlas.

10. Gestión de la Demanda como Respuesta a la Integración de Renovables

Todo sistema eléctrico en el cual se planee aumentar la participación de Fuentes Renovables No Convencionales -FRNC- se enfrentará al desafío de la variabilidad y aleatoriedad de estas tecnologías. A medida que estas fuentes aumentan en participación, se han desarrollado diferentes esquemas de operación y mercado que facilitan superar este desafío, los cuales suelen agruparse bajo el término "servicios complementarios". El principal objetivo de estos productos es aumentar la *flexibilidad* del sistema de manera que pueda responder eficientemente ante las variaciones súbitas en el suministro (o demanda) de energía eléctrica. La flexibilidad es de vital para importancia para la integración de las FRNC dado que sin un adecuado nivel de flexibilidad estas tecnologías traerían riesgos importantes a los sistemas eléctricos.

Una de las soluciones que se ha considerado en el sistema alemán para dar respuesta a este desafío es la utilización de Respuesta de la Demanda (ver Gráfico 18). Un estudio realizado en 2014 reveló que el sistema alemán podría contar con hasta 9 GW de Respuesta de la Demanda para una duración de hasta 5 minutos (Entelios AG, 2014) y hasta 1 GW para duración de hasta 4 horas. Adicionalmente en (Gils, 2016) se presenta un análisis de escenarios donde la principal conclusión es que con el esquema se lograría un 1% de la demanda del sistema, lo que indica que la aplicación potencial de Respuesta de la Demanda sería de manera puntual, focalizada y en respuesta a situaciones operativas mas no como un recurso energético del sistema.

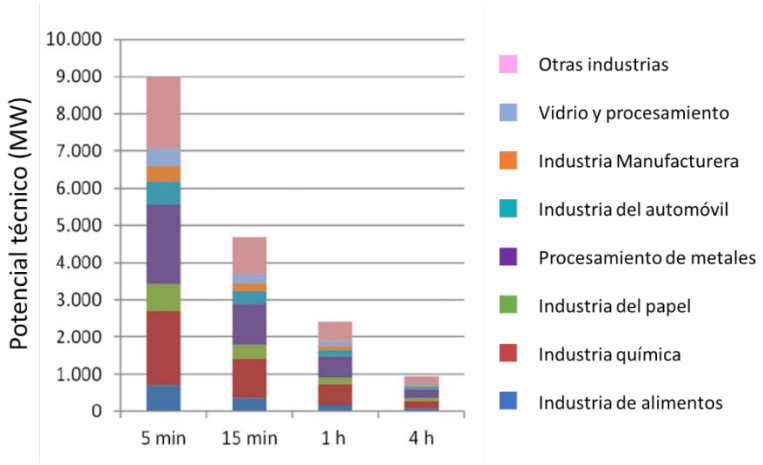

Gráfico 18. Potencial técnico de Respuesta a la Demanda. Fuente: Entelios AG (2014).

El potencial de desarrollo de Respuesta de la Demanda está siendo considerado por los participantes del mercado y ya algunos han identificado oportunidades de negocio en torno a este esquema; un ejemplo de ello son empresas como Next Kraftwerke las cuales ofrecen a sus clientes, principalmente industriales, soluciones energéticas que les permitan optimizar sus períodos de consumo (Next Kraftwerke, 2017). No obstante, lo anterior, el sistema alemán, al igual que otros en Europa, aún está en una fase inicial de implementación de esquemas de Respuesta de la Demanda. Sin embargo, se identifica que hay un alto potencial en parte gracias a la actividad industrial de la economía (Euractiv, 2018).

11. Impactos actuales y esperados de la entrada de renovables

La política alemana ha sido, sin duda, un referente en lo relativo a energías renovables. De acuerdo con el Gráfico 19, el 36% del consumo bruto de electricidad proviene de fuentes renovables.

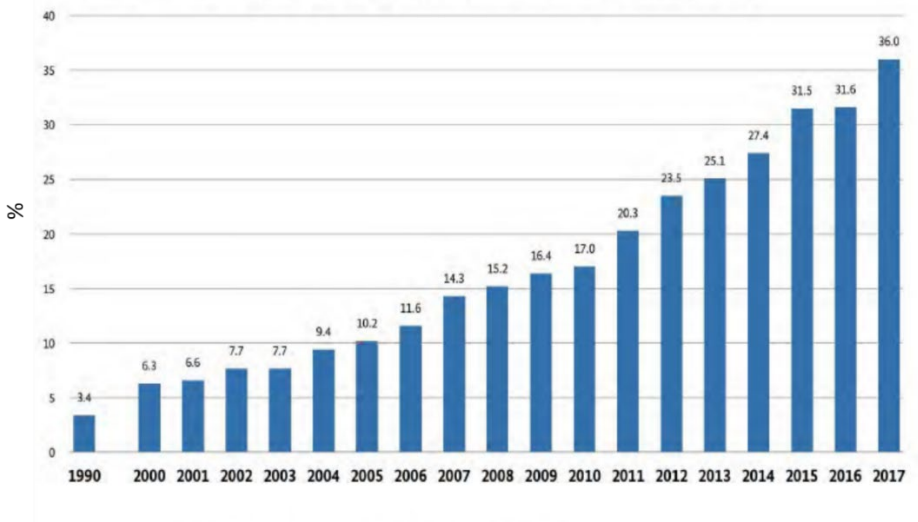

Gráfico 19. Participación de la energía renovable en el consumo de electricidad. Fuente: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. (2018)

Si bien, durante el periodo en el que la inclusión de las fuentes no convencionales se financió con subvenciones condujo a un aumento sustancial de la tarifa al consumidor final y, a pesar de que se han realizado estudios para analizar si el efecto de estas subvenciones se han visto reflejadas en una mayor innovación tecnológica, la principal conclusión es que estas no han sido estadísticamente superiores comparativamente con las que se realizaron previamente a la Ley de energías renovables (Erneuerbare-Energien-Gesetz) de 2000 (Böhringer et al., 2017).

No obstante, los precios garantizados (FiT) se han reducido, conforme se reduce el costo de las nuevas tecnologías. Los costos nivelados de las distintas tecnologías[20], calculados por *Fraunhofer*, indican que las energía solar y eólica terrestre son ya las alternativas de menos costo en generación (ver Gráfico 20), y las estimaciones futuras (a partir de la curva de aprendizaje[21]) apuntan por su parte a que seguirán abaratándose en el futuro.

[20] Calculado como el valor presente de todos los gastos de inversión o de funcionamiento, en la vida útil de un proyecto, dividido por el valor presente de la generación realizada.
[21] La elasticidad del costo de la tecnología, al acumulado de generación realizada con ella.

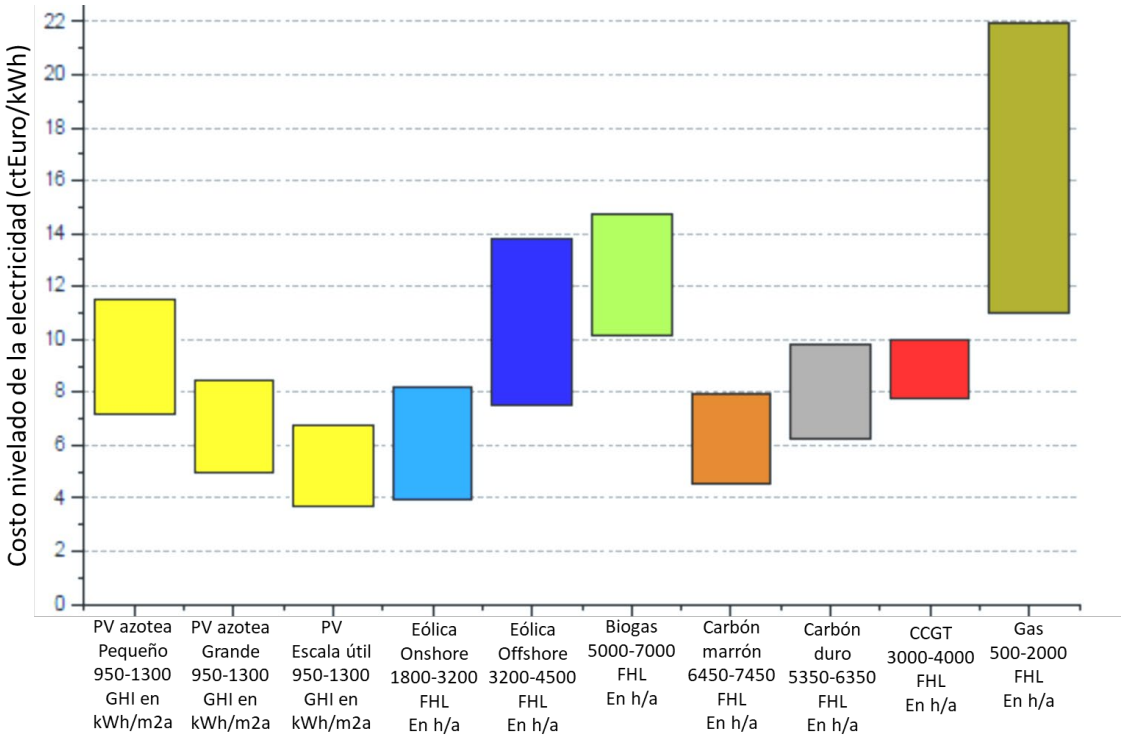

Gráfico 20. Costos nivelados de las tecnologías alternativas en Alemania, 2018. Fuente: Kost et al. (2018) en Fraunhofer ISE.

En ese orden de ideas, parece garantizado el avance de las tecnologías renovables, y la supresión definitiva de la energía nuclear. Los costos de la energía para el consumidor, sin embargo, son unos de los más altos del continente, como lo ilustra la Figura 3.

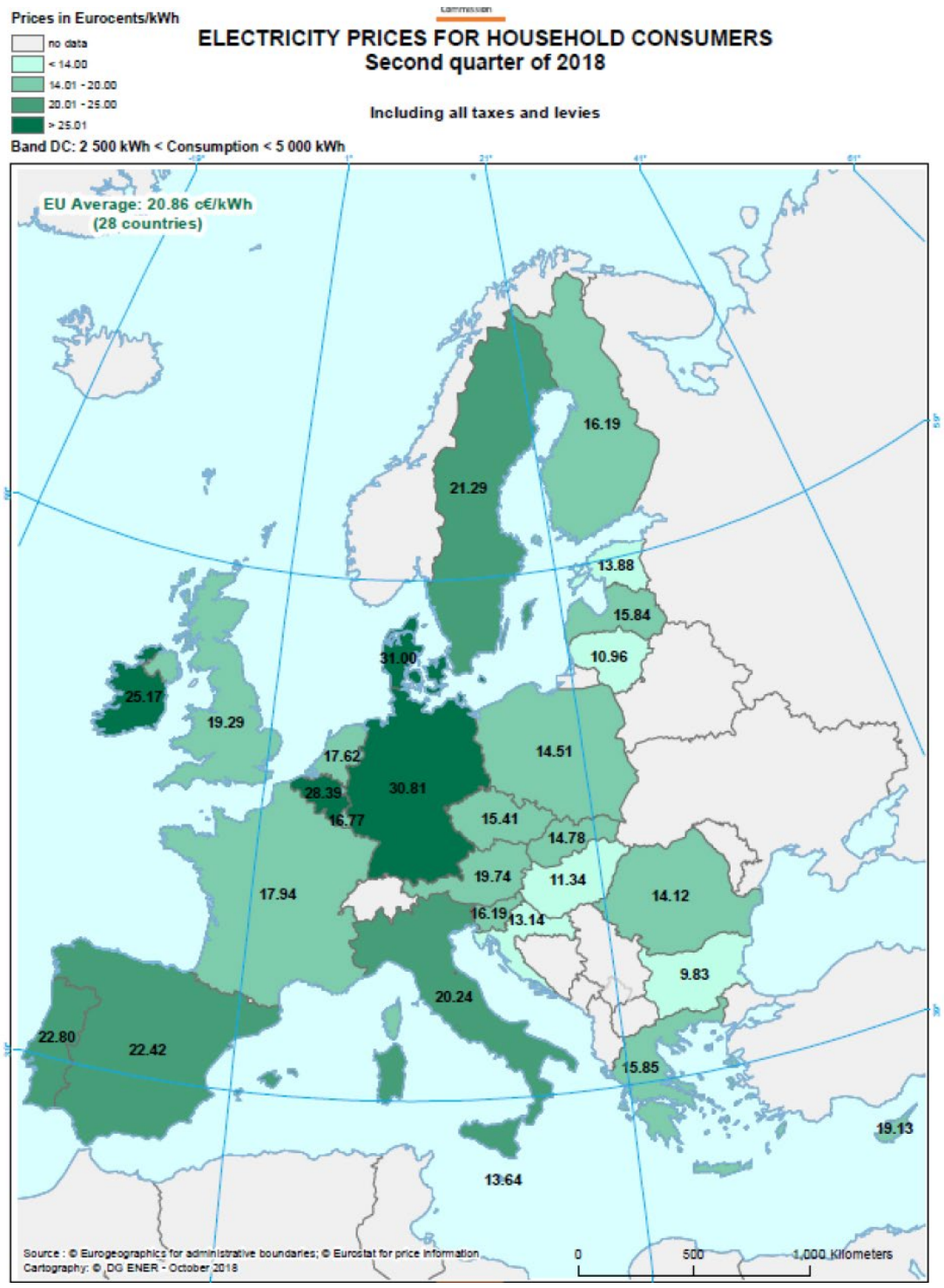

Figura 3. Precios electricidad al consumidor. Europa. 2018 2Q. Fuente: European Commission (2019).

El consenso de la sociedad, sin embargo, es que vale la pena pagar esos sobrecostos. Y las metas futuras son ambiciosas:

- Gradual abandono de las plantas nucleares, hasta 2022.
- Reducción de Gases de Efecto Invernadero, sobre niveles de 1990: 40% para 2020, 55% para 2030, 70% para 2040, 80% a 95% para 2050.

- Participación de renovables: 40-45% para 2025; 55-60% para 2035; más de 80% en 2050.
- Incremento en eficiencia: reducción del consumo, comparado con niveles de 2008: 10% en 2020: 25% en 2050.

Las metas se detallan en el Cuadro 6.

Cuadro 6: Metas de la transición energética.

	2016	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Emisiones de GEV					
Gases de Efecto Invernadero	-27,30%	-40%	-55%	-70%	de -80% a -90%
Energía renovable					
% Consumo de energía final	14,80%	18%	30%	45%	60%
% Consumo de electricidad	31,60%	35%	50%	65%	80%
% Consumo de calor	13,20%	14%			
Eficiencia y Consumo					
Consumo de energía primario (comparado con 2008)	-6,50%	de -20% a -50%			
Productividad final de la energía (2008-2050)	1,1% por año 2008-2016	2,1% por año 2008-2050			
Consumo bruto de electricidad (comparado con 2008)	-3,60%	de -10% a -25%			
Consumo de energía primaria en edificaciones (comparado con 2008)	-18,30%	de -10% a -80%			
Consumo de calor en edificaciones (comparado con 2008)	-6,30%	-20%			
Consumo final de energía en el sector transporte (comparado con 2005)	4,20%	de -10% a -40%			

Fuente: Fuente: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. (2018)

12. Los grandes temas del futuro

Pueden resumirse los retos de la transformación energética, así:

a. Las características de eólica y solar difieren de las formas convencionales. ¡la flexibilidad viene a ser la clave! Las renovables son: intermitentes, altos costos de capital, muy bajo costo variable.

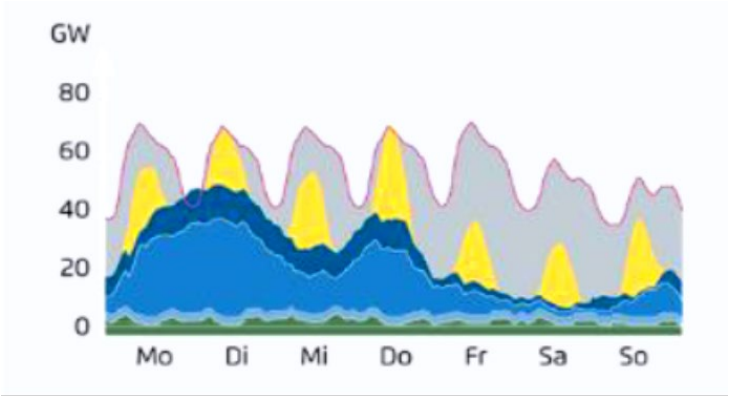

Gráfico 21. Generación y consumo típicos una semana de 2013. Fuente: Fraunhofer ISE (2015).

b. En un estudio realizado por Hansen et al. (2019) sobre la transición del sistema energético alemán al 100% de energía renovable hacia 2050, encuentran que los mayores desafíos para lograr esta transición no están relacionados con los costos del sistema energético, sino con los recursos de la biomasa que serán llevados al máximo de las restricciones definidas.
c. La electricidad está crecientemente alimentada directamente a la red: transición de un sistema centralizado "*top-down*" a un sistema distribuido.
d. Expansión de la red: necesaria para permitir el balance de oferta y demanda entre las regiones. *Onshore wind* en el norte, *offshore* en el norte y en el báltico; solar en el sur. Nuevos usos: bombas de calor, vehículos eléctricos, sistemas *power-to-heat*[22]. En 2017, se habían construido 850 km de red de transmisión, de 7.700 necesarios".
e. Congestión de la red. El volumen de re-despachos y de restricciones de suministro se han incrementado. La creación de incentivos adecuados para que el equipo de operación inteligente sustituya en parte la expansión de la red convencional sigue siendo un desafío (Matschoss et al., 2019).

[22] El propósito de los sistemas de PtH es utilizar el exceso de electricidad generado por fuentes de energía renovables que de otro modo se restringirían.

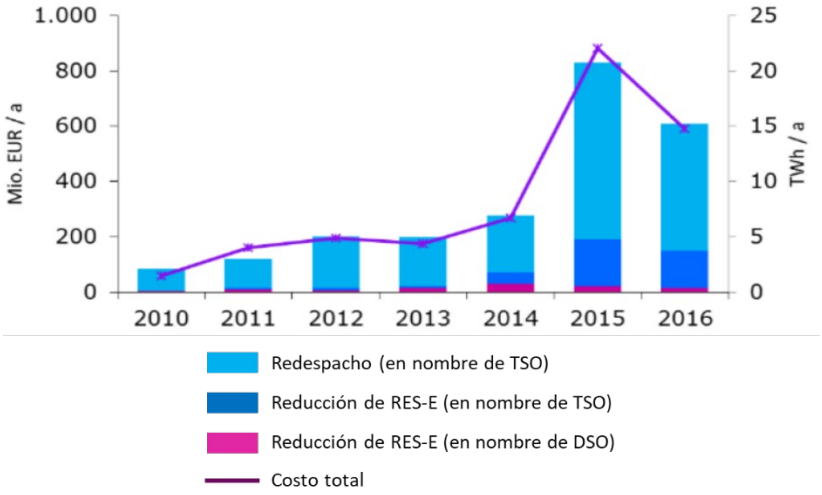

Gráfico 22. Costo y Volumen de redespachos y restricciones. Fuente: Windpower Offshore (2018).

En 2017, el costo de estabilizar la red en Alemania alcanzó un nuevo récord de 1.400 millones de euros (Windpower Offshore, 2018).

f. El reto del diseño de mercados: ¿pueden los precios del mercado mayoristas proveer suficientes incentivos para la nueva capacidad de generación?

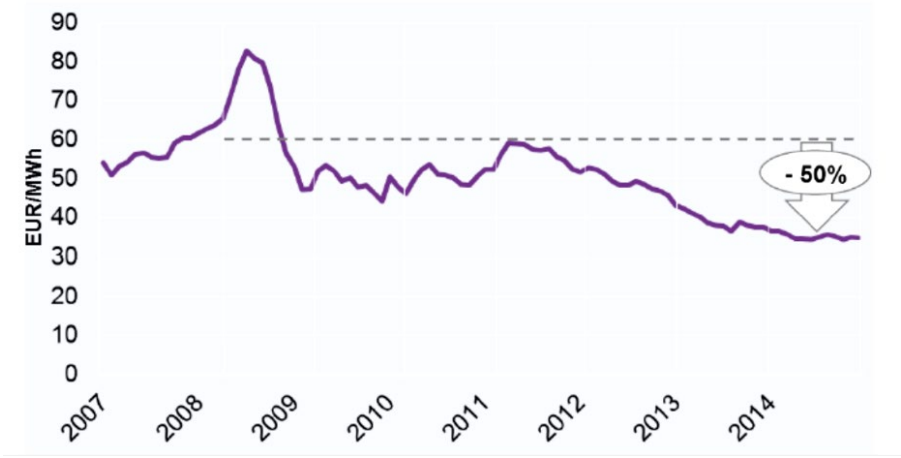

Gráfico 23. Precios mayoristas de la electricidad 2007-2014. Fuente: AGORA (2015).

Los precios han caído por cuatro razones:

- Exceso actual de capacidad.
- Precio de emisiones cayendo desde 2008 por exceso de certificados.
- Caída en el precio de los recursos (carbón, desde 2008 a una tercera parte).
- Exceso de capacidad en carbón (lignito y carbón).

Sobre el tema de los mercados de capacidad, sostiene el Ministerio:

> (…) claramente abogamos, en el Libro Blanco, por un mercado eléctrico 2.0, respaldado por una reserva de capacidad, y nos oponemos a la introducción de

> un mercado de capacidad. Es bastante claro que los marcados de capacidad pueden hacer una contribución a la seguridad energética. Sin embargo, preservan las estructuras existentes en lugar de hacer que el mercado de electricidad se adapte a los desafíos del futuro y para la transición energética. Los mercados de capacidad también pueden resultar en una dinámica de costos que debemos evitar si queremos precios de electricidad asequible. (Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, 2015: Pag. 3)

g. Precios para los hogares. Elevados, por efecto de las tarifas, de los sobrecargos EEG e impuestos. Ver Gráfico 4.

En ese orden de ideas, la transición debe llevar a un sistema que:

- Reconoce y procura servicios de flexibilidad en el balance del mercado.
- "Aplica costo de oportunidad a la escasez de reservas y co-optimiza la energía y los mercados de reserva para garantizar que los precios reflejen costos marginales" (Jahn y Ropenus, 2017: pág. 40).
- Planea y opera las redes independientemente de su propiedad.
- Incentiva flexibilidad y requerimientos de localización por mercados, de acuerdo a las restricciones de red. (Local Marginal Price en lugar de zonas de licitación).
- Traslada metas de emisión en cupos transables a mínimo costo.
- Usa reservas estratégicas sólo como respaldo.

Referencias

ACER/CEER (2018). *Annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets in 2017.* Electricity Wholesale Markets Volume. Recuperado de: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202017%20-%20Electricity%20and%20Gas%20Retail%20Markets%20Volume.pdf

AGEB (2018a). *Substantial drop in energy consumption in 2018*. Press release No. 5. Recuperado de: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_press_release_05_2018.pdf

AGEB (2018b). *Energy consumption in Germany in 2017.* Recuperado de: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2017_20180420_englisch.pdf

AGORA. (2015). *Report on the German power system*. Recuperado de: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/CP-Deutschland/CP_Germany_update_1015_web.pdf

BloombergNEF. (2018). *Flexibility solutions for high-renewable energy systems.* Recuperado de: https://about.bnef.com/blog/flexibility-solutions-high-renewable-energy-systems/

Böhringer, Ch., Cuntz, A., Harhof, D. and Asane-Otoo, E. (2017). The impact of the German feed-in tariff scheme on innovation: Evidence based on patent filings in renewable energy technologies. *Energy Economics*, 67, 545-553. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.09.001

Bublitz, A., Keles, D., Zimmermann, F., Fraunholz, C., y Fichtner, W. (2019). A survey on electricity market design: insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms. *Energy Economics*, 80, 1059-1078.

Bundesnetzagentur. (2019). *This is how the electricity market works*. Recuperado de https://www.smard.de/en/wiki-article/5884/5840

Bundesnetzagentura (2013). *Role and structure of the German regulatory authorities and the role of BNetzA in implementing the Energiewende.* Recuperado de: http://www.iei-la.org/admin/uploads/nopa/groebel.pdf

Clean Energy Wire. (2018a). *Tenant electricity - feeble start for Germany's 'Energiewende at home'*. Recuperado de: https://www.cleanenergywire.org/factsheets/tenant-electricity-feeble-start-germanys-energiewende-home

Clean Energy Wire. (2018b). *Citizens' participation in the Energiewende*. Recuperado de: https://www.cleanenergywire.org/factsheets/citizens-participation-energiewende

Clean Energy Wire. (2019). *Germany's energy consumption and power mix in charts*. Recuperado de: https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-energy-consumption-and-power-mix-charts

Crampton, P., y Stoft, S. (2006). *The convergence of market designs for adequate generating capacity with special attention to the CAISO's resource adequacy problem*. Berkeley, California, White Paper for the Electricity Oversight Board.

Deutsche Welle. (2019). *Nord Stream 2: Russian gas and geopolitics.* Recuperado de: https://www.dw.com/en/nord-stream-2-russian-gas-and-geopolitics/av-49292113

Energiewende Direkt. (2016). *A new chapter in the energy transition*. Recuperado de https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/EN/Newsletter/2016/13/Meldung/topthema.html

Energy Efficiency. (2019). *Germany makes it efficient. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy*. Recuperado de https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Dossier/energy-efficiency.html

Entelios AG. (2014). *Demand response experiences from Germany*. Recuperado de: https://energie-fr-de.eu/fr/manifestations/lecteur/conference-sur-lintegration-des-energies-renouvelables-aux-reseaux-de-distribution.html?file=files/ofaenr/02-conferences/2014/140327-lintegration%20des%20energies%20renouvelables%20aux%20reseaux%20de%20distribution/09_Oliver_Stahl_Entelios_Demand_Response_Experiences_from_Germany.pdf

Euractiv. (2018). *The market for demand response is only going to grow*. Recuperado de: https://www.euractiv.com/section/energy/interview/energy-execs-the-market-for-demand-response-is-only-going-to-grow/

European Comission. (2017). *DG ENER Unit A4*. Recuperado de: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/countrydatasheets_june2017_update.xlsx

European Comissions. (2019). *Quarterly report on European electricity markets*. Recuperado de: https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2015). *An electricity market for Germany´s energy transition.* Recuperado de: https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/whitepaper-electricity-market.pdf?__blob=publicationFile&v=7

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2018). *The energy of the future.* Sixth "Energy Transition" monitoring Report. Recuperado de: https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende-kurzfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Fraunhofer, ISE (2015). *Recent facts about photovoltaics in Germany*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Germany, Tech. Rep, 25.

Gils, H. C. (2016). Economic potential for future demand response in Germany – modeling approach and case study. *Applied Energy*, 162, 401-415.

Hanse, K., Mathiesen, B. y Skov, I. (2019). Full energy system transition towards 100% renewable energy in Germany in 2050. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102. 1-13. https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.038

Hogan, M. (2017). Follow the missing money: ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system. *The Electricity Journal*, 30(1), 55-61.

Hogan, W. W. (2013). Electricity scarcity pricing through operating reserves. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2(2), 65-86.

IEA. (2019). *Statistics: global energy data at your fingertips*. Recuperado de: https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Energy%20supply&indicator=TPESbySource&mode=chart&dataTable=BALANCES
IMF. (2019). *Country report No. 19/213. Germany.* Recuperado de: https://www.imf.org/~/media/Files/Publications/CR/2019/1DEUEA2019001.ashx

Jahn, A., y Ropenus, S. (2017). *German network planning, operation, and costs allocation*. Presentation, US-System Operator Tour to Germany. Rap, Agora. Recuperado de: https://www.renac.de/fileadmin/renac/media/Projects/Energy_Dialogue/2017_September/03b_German_network_planning_operation_and_costs_allocation_Andreas_Jahn.pdf

Kost, C., Mayer, J. N., Thomsen, J., Hartmann, N., Senkpiel, C., Philipps, S., ... y Schlegl, T. (2013). *Levelized cost of electricity renewable energy technologies*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 144.

Lowder, T., Zhou, E., y Tian, T. (2017). *Evolving distributed generation support mechanisms: case studies from United States, Germany, United Kingdom, and Australia (No. NREL/TP-6A20-67613)*. National Renewable Energy Lab (NREL), Golden, CO (United States).

Matschoss, P., Bayer, B., Thomas, H. y Marian, A. (2019). The German incentive regulation and its practical impact on the grid integration of renewable energy systems. *Renewable Energy*, 134. 727-738. https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.103

Next Kraftwerke (2017). *Next Kraftwerke adds 32 megawatts of demand response to the German grid*. Recuperado de: https://www.next-kraftwerke.com/news/next-kraftwerke-adds-32-megawatts-of-demand-response

PV Magazine. (2018). *PV snaps up all capacity in Germany's second mixed wind-solar auction*. Recuperado de: https://www.pv-magazine.com/2018/11/19/pv-snaps-up-all-capacity-in-germanys-second-mixed-wind-solar-auction/

PV Magazine. (2018b). *Germany's auction for large-scale solar: bids below €0.04/kWh for the first time*. Recuperado de: https://www.pv-magazine.com/2018/02/20/germanys-auction-for-large-scale-solar-bids-below-e0-04-kwh-for-the-first-time/

Scholz, Ulrich, y Ante, Johann. (2018). *Electricity regulation in Germany: overview*. Freshfields Bruckhaus Deringer LLP. Recuperado de: https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/5-524-0808?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&comp=pluk&bhcp=1

Smart Energy International. (2018). *Germany moving ahead with smart meter rollout plans*. Recuperado de: https://www.smart-energy.com/magazine-article/germany-moving-ahead-smart-meter-rollout-plans/

Storm-Report Blog. (2016). *Germany: solar power factsheet 2016*. Recuperado de: https://1-stromvergleich.com/solar-power-germany/

Tennet. (2018). *Market review 2017: electricity market insights.* Recuperado de: https://www.ensoc.nl/files/20180405-market-review-2017-bron-tennet.pdf

WindPower Offshore. (2018). *German redispatch costs hit record high*. Recuperado de: https://www.windpowermonthly.com/article/1485530/german-redispatch-costs-hit-record-high

Wolak, F. (2017). *Measuring the impact of purely financial participants on wholesale and retail market performance: the case of Singapore*. Recuperado de: https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/benefits-forward-contracting_july_2017.pdf

Zimmermann, Florian (2017). *Capacity reserve in Germany*. KIT, Presentation. Recuperado de: https://www.zhaw.ch/storage/sml/institute-zentren/cee/upload/F_Zimmermann_Capacity_reserve_in_Germany.pdf

Anexo 1: información adicional.

Cuadro A1. Otros indicadores.

	1990	2000	2010	2016
Principales indicadores de energía				
Intensidad de energía - toe/M€'10 9	183,7	145,1	128,9	111,1
Energía per cápita - kgoe/cap	4503,5	4166,5	4064,5	3860,9
Electricidad final per capital - kWh per cápita	5752,3	5884	6508,7	6296
Intensidad de energía primaria - toe/M€'10 10	171,9	134,5	120,1	103,6
Generación de electricidad bruta - %				
Combustibles solidos	56,5%	51,5%	41,5%	40,3%
Petróleo y derivados	1,9%	0,8%	1,4%	0,9%
Gas	9,3%	10,4%	15,9%	14,4%
Nuclear	27,7%	29,4%	22,2%	13,0%
Renovables	3,9%	6,9%	17,6%	29,9%
Renovables en energía final bruta - %				
RES general con Cap de aviación			10,5%	14,8%
RES-H&C - Calefacción y enfriamiento			9,8%	13,0%
RES-E Generación de electricidad			18,2%	32,2%
RE-T Transporte			6,4%	6,9%
Emisión de gases - mill ton CO2				
CO2 emisiones - total nacional (incluye aviación internacional)	1065	920,1	857,7	827,9
GEI emisiones - total nacional (incluye aviación internacional)	1263,7	1064,3	967,0	935,8
Principales indicadores de emisiones				
CO2 per capita - kg/ CO2/cap	13461,2	11197,9	10484,8	10075,0
Intensidad de carbón - kg CO2/toe	2968,3	2670,6	2558,4	2586,7
Intensidad de CO2 a PIB - ton CO2/M€'10	549,1	390,1	332,4	290,0
Población y PIB				
Población total - millones	79,113	82,163	81,8	82176,0
PIB 2010	1507	2116	3580,0	3144,0

Fuente: European Commission (2017).

Cuadro A2. Algunos indicadores del mercado eléctrico al año 2016.

Electricidad	**1990**	**2000**	**2010**	**2016**
Productores		70	>450	
Principales productores (participación de mercado >5%)		4	4	4
Participación en generación de los principales productores			70,4	72,1
Participación en capacidad de los principales productores		71	53,8	65,3

Participación de mercado del productor más grande	34	28,4	33,5
Nueva capacidad en el año - MW		11550	8797
Minoristas (retailers)	1200	1000	1404
Principales minoristas (participación en ventas >5%)	3	3	
Participación de mercado de los principales minoristas		37,3	

Fuente: European Commission (2017).

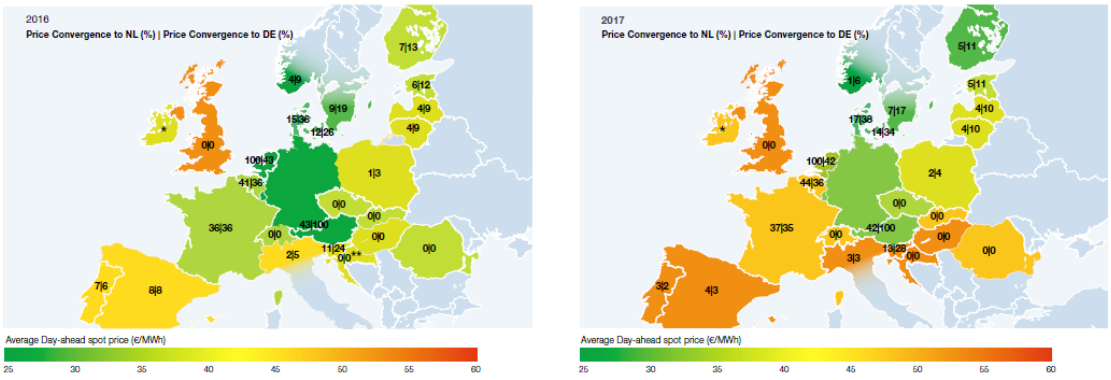

Figure 4: Yearly average hourly day-ahead prices and percentage hours with full price convergence (in relation to the Dutch and German/Austrian bidding zone) of different bidding zones[2] in Europe[3].
Source: MRC Market Coupling, APX, EEX, Nord Pool Spot, POLPX, OTE, GME, OMIP, CROPEX.

Figura A1. Precios mayoristas en Europa.

Electricity Balance of Germany's Power Supply between 2000 and 2017

	2000	2008	2010	2014	2015	2016 [1]	2017 [1]	2016/ 2017	2008 to 2017
	Billion kWh							Change in %	
Gross Electricity Production	**576.6**	**641.5**	**633.5**	**627.8**	**648.1**	**650.6**	**654.8**	**0.6**	**2.1**
Self-Consumption in Power Plants	-38.1	-40.4	-39.0	-36.9	-37.7	-36.3	-34.2	-5.7	-15.4
Net Electricity Production	**538.5**	**601.1**	**594.5**	**590.9**	**610.4**	**614.3**	**620.5**	**1.0**	**1.2**
Electricity Flows from Foreign Countries	45.1	40.2	42.2	38.9	33.6	27.0	28.4	4.9	-29.5
Electricity Flows into Foreign Countries	42.1	62.7	59.9	74.5	85.4	80.7	83.3	3.2	32.9
Net Domestic Electricity Volume	**541.5**	**578.6**	**576.8**	**555.3**	**558.6**	**560.6**	**565.6**	**0.9**	**-2.3**
Pump Current Consumption	6.0	7.9	8.6	8.0	8.1	7.5	8.3	10.1	3.9
Grid Losses and Unrecorded Factors	34.1	32.3	27.6	23.3	26.0	26.0	27.3	5.2	-15.3
Net Electricity Consumption	**501.4**	**538.4**	**540.6**	**524.0**	**524.6**	**527.1**	**530.0**	**0.5**	**-1.6**
Proportion of:									
Mining and Manufacturing Industries	239.1	252.4	249.7	244.4	245.8	247.2	248.6	0.6	-1.5
Households	130.5	139.5	141.7	129.7	128.7	128.2	128.8	0.5	-7.7
Commerce and Trade, Public Institutions	118.6	135.4	135.4	135.4	135.4	135.4	135.4	0.0	0.0
Transportation	13.1	11.1	12.1	11.5	11.1	11.7	11.8	0.5	6.3
Gross Domestic Electricity Consumption	**579.6**	**619.1**	**615.8**	**592.2**	**596.3**	**596.9**	**599.8**	**0.5**	**-3.1**

Figura A2. Balance eléctrico. Alemania. 2000-2017. Fuente: AGEB (2018a).

Anexo 2: Empresas de Energía Ciudadana (EEC)

Durante más de dos décadas, varias formas legales de propiedad han permitido a los ciudadanos alemanes poseer instalaciones a gran escala (como parques solares y turbinas eólicas) que serían demasiado caras para los individuos en particular. Las formas más comunes son las cooperativas de energía (*Energiegenossenschaften*) y el híbrido "GmbH & Co. KG" (sociedad de responsabilidad limitada y sociedad limitada) (Clean Energy Wire, 2018b).

La reforma de 2016 del EEG introdujo cambios en la definición de empresas de energía ciudadana (EEC) para otorgarles privilegios especiales en las subastas de apoyo a las energías renovables. Esas disposiciones especiales estaban destinadas a conservar la "diversidad de actores" en los proyectos de energía eólica de Alemania. Para acceder a los privilegios, las empresas debían constar de al menos diez ciudadanos, la mayoría de los cuales viviendo en la región donde se construye un parque eólico, y presentar proyectos hasta una capacidad de 18 MW.

Esos privilegios tenían que ver con trámites simplificados de registro, menores garantías[23] y mayores plazos mayores para implementar los proyectos, y. las ayudaron a convertirse en los "grandes ganadoras" de las primeras subastas. En junio de 2018, sin embargo, el parlamento federal decidió suspender estos privilegios hasta 2020, luego de intensas críticas a unos privilegios que llevaron a que, en la tercera subasta las empresas de energía ciudadana obtuvieran el 98% de las adjudicaciones.

Anexo 3: mecanismos de remuneración de capacidad

Un reciente artículo de Bublitz et al. (2019) en *Energy Economics* presenta una completa revisión del tema. Un resumen de este se incluye a continuación:

¿Por qué los mercados de energía no garantizan la confiabilidad?

Los problemas que hacen dudosa la capacidad de los mercados eléctrico para incentivar la inversión necesaria en capacidad de generación están relacionados o bien con barreras tradicionales del mercado, o bien con retos más recientes, como la generación con renovables.

Las primeras pueden ser físicas o de mercado. Físicas: la necesidad de balance, con limitaciones de almacenamiento, ante cambios imprevistos en el consumo o en la generación, y dado el problema (tipo "*free rider problem*") de que no es posible discriminar entre consumidores dispuestos a pagar por confiabilidad y los que no están dispuestos a pagar. De mercado: la existencia de límites de precio (*Price cap*,

[23] El regulador exige una cuota de inscripción y una garantía de seguridad de 30 euros por kilovatio de capacidad instalada para cada proyecto, para garantizar el compromiso del licitador. Luego, los proyectos presentados se evalúan principalmente en función de la tasa de soporte propuesta: se adjudican los contratos al mejor postor. En caso de paridad, la capacidad licitada inferior tiene prioridad.

PC), que protegen al consumidor en ausencia de elasticidad de la demanda. Los límites de precio generalmente se ponen por debajo del costo del racionamiento (VoLL, *value of lost load*), que por lo demás, es difícil de estimar. Al problema generado por la diferencia entre VoLL y PC, se le denomina el problema de la falta de dinero ("*missing money problem*") y está ilustrado en la gráfica A3. Pero incluso si no existiera el problema y las ganancias en los precios picos fueran suficientes para cubrir los costos fijos y de capital, podría ocurrir que los inversionistas no quisieran asumir los riesgos asociados, si es que no pueden gestionarlos a través de mercados de futuros y contratos. En este caso, el problema sería un problema de "mercados faltantes".

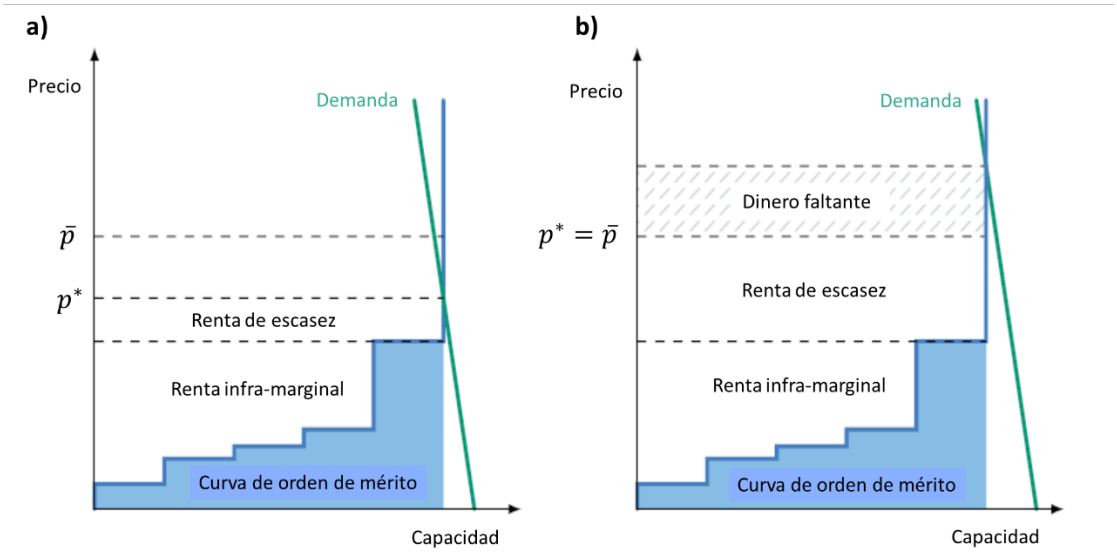

Figura A3-1. Fuente: Bublitz et al. (2019).

Otro problema de mercado es la falta de sensibilidad de la demanda de los hogares. El precio que ajusta la demanda a la oferta es muy volátil y no necesariamente es una señal segura para invertir.

Los retos más recientes tienen que ver con renovables y con salida de operación de ciertas tecnologías. Los renovables tiene bajo costo marginal, y por el efecto de orden de mérito, generan una reducción del precio de la electricidad. agravando el problema del dinero faltante. Ello afecta no sólo los rendimientos de la generación convencional, sino también los factores de carga de las plantas térmicas, que por ello termina por ser desmanteladas.

Ello es paradójico, porque la intermitencia de los renovables genera la necesidad de mayor flexibilidad, que debe ser provista por respuesta de demanda, por almacenamiento a gran escala, o por plantas de rampa rápida.

Hay problemas adicionales, que dificultan aún más que los mercados de sólo precio produzcan la confiabilidad necesaria: las reservas acerca de tecnologías

controvertidas (como las de captura y almacenamiento de carbono), que hacen lentos y tortuosos sus procesos de aprobación legal y social; las diferencias entre la disponibilidad a pagar social y la individual, por efecto de la información incompleta de que disponen los agentes y de los costos de transacción que un racionamiento implica; y la volatilidad de las rentas de escasez, que son muy sensibles a pequeñas variaciones en las condiciones climáticas y a cambios imprevistos en la demanda o la generación.

Pero, aun así, debería generarse la confiabilidad requerida si se cumplen tres supuestos básicos: precios competitivos, expectativas racionales, y participantes en el mercado neutrales al riesgo. Y claramente, esos supuestos no se cumplen regularmente en los mercados eléctricos.

Hogan (2017) afirma que antes que CRM (*Capacity remuneration mechanism*) hay dos opciones que deben ser consideradas:

1. Corregir las causas raíces el problema: los controles de precio; el que los precios de mercado no reflejen las demandas de servicios de balance; la no inclusión de alternativas no tradicionales (como respuesta de demanda) para mantener la confiabilidad; y el no anticipar las consecuencias colaterales de los nuevos desarrollos, como las energías renovables intermitentes.
2. La segunda prioridad debería ser el desarrollo de mecanismos administrativos diseñados para ajustar los precios en los mercados de energía y servicios de compensación, siempre y cuando no reflejen el verdadero costo marginal de la energía y los servicios de compensación, particularmente durante períodos de escasez.

Un esquema es el denominado "precios de reserva administrativa de escasez": aprovechando su posición, el operador del mercado coloca los precios que está dispuesto a pagar por las reservas, y si el mercado no lo refleja, el operador ajusta su nivel al precio administrativo (Hogan, 2013).

Wolak (2017) por su parte, afirma que *"la adecuación de la generación se puede asegurar estableciendo un mercado para los contratos a futuro estandarizados y obligando a los minoristas a participar para proporcionar suficiente liquidez. Afirma que de esta manera se puede asegurar la adecuación de la generación al menor costo posible, ya que la escasez se refleja en los precios a futuro y los inversores cuentan con la financiación necesaria."* (Bublitz et al., 2019: Pag. 1062.)

Pero aún a pesar de opiniones como las de Hogan y Wolak sobre los CRM (y a pesar de que la Comunidad Europea recomienda limitar su uso), la incorporación de fuentes renovables intermitentes, la salida del mercado de plantas de energía nuclear, y las limitaciones a la generación térmica convencional, parecen estar impulsado la adopción de esos mecanismos, como lo ilustra el Figura A3-2.

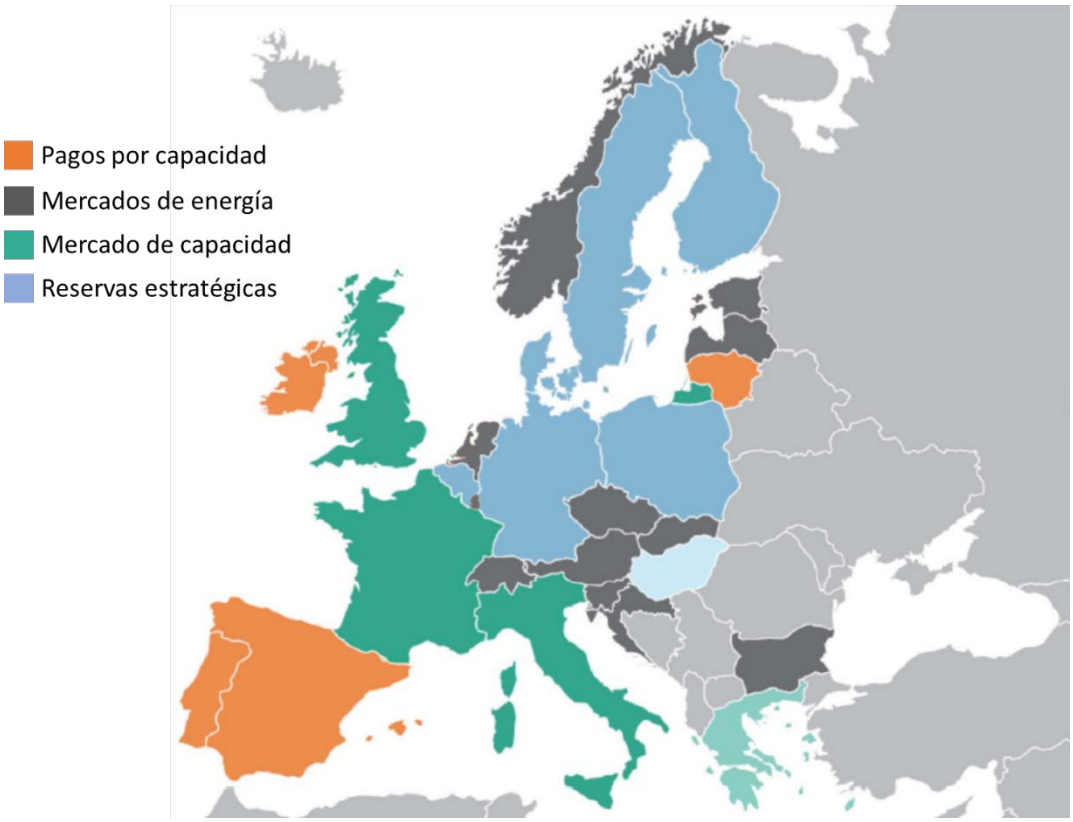

Figura A3-2. Fuente: Zimmermann (2017).

En Gran Bretaña, Francia e Italia, operan mercados de capacidad; en Alemania, reservas de capacidad o reservas estratégicas; en España y Portugal, pagos por capacidad; mientras que los países nórdicos siguen manteniendo mercado de sólo energía.

Ahora bien: hay seis posibles esquemas para determinar pagos por reservas de capacidad[24]:

1. Licitaciones de nueva capacidad, o mercados de capacidad en sentido propio: se brinda soporte financiero a proveedores de capacidad, para que inviertan en la nueva capacidad requerida, bien sea financiando la construcción o mediante contratos de compra de energía de largo plazo.
2. Reservas estratégicas: Cierta capacidad adicional es contratada y mantenida en reserva *fuera del mercado de energía,* y es operada sólo cuando se cumplen ciertas condiciones de disponibilidad o de precio.
3. Pago de capacidad focalizado. Un organismo central establece un precio fijo pagado solo a la capacidad elegible, por ejemplo, los tipos de tecnología seleccionados o la capacidad recién construida.
4. Comprador central: La cantidad total de capacidad requerida es establecida por un organismo central y se obtiene a través de un proceso de licitación central para que el mercado determine el precio. Dos variantes comunes del

[24] Tomado de Bublitz el al (2019).

mecanismo del comprador central incluyen el mercado de capacidad a plazo (Cramton y Stoft, 2006) y las opciones de confiabilidad (Perez-Arriaga, 1999; Vázquez et al., 2001).

5. Obligación descentralizada. Se obliga a las entidades de servicio de carga a asegurar individualmente la capacidad total que necesitan para satisfacer la demanda de sus consumidores. A diferencia del modelo de comprador central, no hay un proceso de licitación central. En lugar, contratos individuales entre proveedores de electricidad y proveedores de capacidad.
6. Pago de capacidad en todo el mercado: Sobre la base de estimaciones del nivel de los pagos de capacidad necesarios para adelantar la capacidad requerida, el precio de la capacidad se determina de manera centralizada, que luego se paga a todos los proveedores de capacidad en el mercado.

De acuerdo con el último reporte anual de monitoreo de los mercados internos de electricidad y gas de ACER/CEER (2018), la Comisión Europea ha aprobado 6 mecanismos de capacidad para asegurar seguridad en el abastecimiento:

- En Bélgica y Alemania, la comisión autorizó reservas estratégicas (es decir, una capacidad de generación que se mantiene fuera del mercado, para operar sólo en emergencias).
- En Italia y Polonia, aprobó mercados amplios de capacidad, en los que se les ofrece a las compañías pagos para generar energía o reducir su consumo.
- En Francia y Grecia, autorizó esquemas de respuesta de demanda, en los que los consumidores son incentivados a reducir sus consumos en horas en los que la electricidad es escaza.

En otros países (como España y Portugal) se están revisando mecanismos.