

EL ESTADO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA: SOLUCIONES

Febrero 2016

Notas estratégicas
del Instituto Choiseul

www.choiseul.es

El Instituto Choiseul es un centro de investigación independiente dedicado al análisis de los grandes temas económicos, políticos y estratégicos internacionales. Sus acciones se dirigen a dar luz sobre los asuntos estratégicos europeos y de sus principales actores.

Las Notas Estratégicas contribuyen a facilitar el debate nacional y europeo sobre los temas de mayor interés.

Índice

Síntesis Eduardo Olier	5
---------------------------	---

LA NUEVA ERA RENOVABLE: OBJETIVOS 2030

La política de renovables en la UE: Reflexiones para España Ángel Sanz-Carranza y Marie Vandendriessche	9
--	---

<i>Mix</i> de generación eléctrica en España a 2030 Blanca Perea	21
---	----

COMPETITIVIDAD DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

Hacia un mercado único de electricidad europeo Iván Martín y Javier Argueso	31
--	----

Liberalización del mercado minorista de electricidad y precios regulados Fabricio Hernández Pampaloni	37
---	----

NUEVO DISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA EMANADO DE LA UE

Hacia un nuevo modelo energético Vicente López-Ibor	47
--	----

Mercado minorista europeo de electricidad; entre lo que está en juego y las oportunidades: El ejemplo de Francia Viviane du Castel	51
Las redes de distribución: la palanca para la transición energética Eloy Álvarez Pelegry	59
Propuestas para un modelo energético sostenible en España Pedro Linares	67

Síntesis

Eduardo Olier
Presidente, Instituto Choiseul España

El último Foro de Davos de diciembre de 2015 abrió su sesión con un panel sobre el problema global de la energía. Un panel de cuatro expertos, moderados por el vicepresidente de IHS, Premio Pulitzer y autor del *bestseller* *The Quest*, Daniel Yergin, abordaron este asunto para demostrar la importancia que tiene la energía en el devenir económico mundial. No sólo está el problema de los bajos precios del petróleo y del gas, sino la necesidad de resolver el problema del calentamiento global y las emisiones de gases de efecto invernadero, donde el mix energético resulta ser clave. En un entorno, donde el carbón sigue jugando un papel clave en la generación eléctrica en muchos países, con la enorme contradicción de que, de manera general, el carbón está subvencionado cuatro veces más que las energías renovables, que son la clave para la reducción de los efectos del cambio climático.

España, por su parte, tiene unos problemas específicos derivados de una compleja regulación donde ha faltado la necesaria coherencia que satisfaga a un tiempo los intereses de los consumidores y de las empresas energéticas. Siendo estas últimas las que han salido perjudicadas en los últimos años, a la vez que los precios de la energía han aumentado considerablemente. Todo ello en un contexto donde la Unión Europea promueve un nuevo esquema energético comunitario con el horizonte de 2030, con el objetivo de reducir un 40 por ciento las emisiones de efecto invernadero (respecto de 1990), a la vez que se aumenta al 27 por ciento la cuota de las renovables y se mejora la eficiencia energética en esa misma proporción.

Como es habitual con los grandes asuntos globales que afectan a la economía y al contexto socio-político, el Instituto Choiseul ha abordado la ejecución de una Nota Estratégica sobre este complejo problema. Para ello, como es habitual, se ha contado con la participación de reconocidos expertos que, de manera independiente, aportaran su visión y sacaran las pertinentes conclusiones. La Nota Estratégica se ha estructurado en tres grandes apartados que sirvan de base para abrir las consiguientes discusiones con los implicados, donde no ha de faltar la visión de los diferentes partidos políticos al respecto de su visión en este tema que resulta clave para el desarrollo económico de nuestro país.

A tal efecto, hemos estructurado este documento de acuerdo, como hemos referido anteriormente, a tres líneas concretas: (1) la nueva era de las renovables, que afectará claramente en el mix energético y será el eje de la nueva política energética de la Unión Europea; (2) los nuevos ejes de competitividad en el sector eléctrico, que irán en la dirección de trabajar en un nuevo marco único europeo para la energía y la consiguiente liberalización del mercado minorista; y (3) el nuevo diseño del mercado eléctrico, con la discusión sobre el nuevo modelo energético que sería deseable, como se afectan las redes de distribución, y particular caso de Francia, que resulta ser en Europa un país muy singular por el enorme peso que tiene la generación nuclear en su esquema energético.

Los autores de los diferentes artículos no necesitan presentación. Todos ellos son profesionales reconocidos en sus diferentes campos de actividad. Tanto que, a nuestro modo de ver, la Nota Estratégica que aquí presentamos puede ser un elemento muy útil para la discusión a múltiples niveles. Sobre todo en un momento de cambios políticos en España que se sumarán a otros cambios a nivel europeo, donde países tan importantes en la escena europea como Francia o Alemania tendrán nuevas elecciones legislativas en 2017. A lo que vendrá a sumarse el referéndum del Reino Unido sobre su permanencia o no como miembro de la Unión. Circunstancias todas ellas que tienen el suficiente calado como para abrir el debate sobre el modelo energético que sería deseable. Ya que la energía, y más concretamente la energía eléctrica, es el pilar fundamental del entramado económico de las economías modernas.

LA NUEVA ERA RENOVABLE:
OBJETIVOS 2030

La política de renovables en la UE: Reflexiones para España

Ángel Saz-Carranza y Marie Vandendriessche*

INTRODUCCIÓN

Europa está inmersa en un relanzamiento de su integración en el ámbito de la energía. Aunque Europa empezó su unión justamente en el ámbito de la energía –la Comunidad Europea del Carbón y del Acero–, se trata de uno de los sectores menos integrados del continente.

Entre las iniciativas principales en este ámbito a nivel europeo destacan el Marco 2030 y la Unión Energética, ambas interconectadas y en fase de definición y concreción. Estamos, por tanto, en un momento adecuado para repasar las metas, acciones y propuestas existentes y evaluar distintas posibilidades de posicionamiento para España. En concreto, este breve informe se refiere a los aspectos de la política energética europea relacionados con las energías renovables.

El informe, por tanto, sigue el siguiente curso: Primero repasa la política energética europea, enfocándose en las energías renovables. Acto seguido, revela unos datos básicos de Europa y España. Después, analiza la economía política de la fijación de objetivos energéticos y medioambientales y acaba apuntando cuál podría ser la estrategia de España en cuanto a las energías renovables.

* ESADEgeo, Center for Global Economy and Geopolitics, ESADE Business and Law School.

POLÍTICA DE RENOVABLES DE LA UNIÓN EUROPEA

Energía en la UE

La Unión Europea tiene tres objetivos en relación a la energía: sostenibilidad –que sea sostenible medioambientalmente–, seguridad –que esté accesible siempre y bajo cualquier circunstancia–, competitividad –y a un coste competitivo–. Pretende satisfacer estos objetivos con dos herramientas de políticas públicas: el Marco 2030 y la Unión Energética.

La situación actual de la UE en el ámbito de la energía es la siguiente¹:

- La UE importa el 53% de su energía.
- La combinación de fuentes de energía europea es:² petróleo (33%), gas (23%), fósiles sólidos (carbón, lignito, turba,...) (17%), nuclear (14%) y renovables (12%).
- El precio de la electricidad en la UE es de media un 40% superior a los de USA, y el del gas es el doble.

El Marco 2030

En 2010 la UE presentó la “Europe 2020 Strategy”, que incluía un paquete de medidas relativas a la energía y el cambio climático, fijando, para el 2020, los siguientes objetivos vinculantes para los países miembros:

- Reducir en un 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero (relativas a los niveles de 1990);
- Aumentar el suministro final de energía a partir de fuentes renovables hasta el 20%; y
- Mejorar un 20% la eficiencia energética (relativas a los niveles proyectados para el año 2020).

Según el informe Estado de la Unión de la Energía 2015³, la UE está en línea de alcanzar estos tres objetivos (actualmente está en 23%, 15% y 18%, respectivamente).

1. CE 2014. Propuesta objetivos 2030.

2. Consumo energético bruto; datos de Eurostat para 2013 https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/PocketBook_ENERGY_2015%20PDF%20final.pdf

3. http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/state-energy-union/index_en.htm

A principios del 2014 la Comisión proponía sus objetivos para el 2030, y el Consejo los aprobó en octubre de 2014. Las metas para 2030 son:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero por lo menos en un 40% (relativas al 1990);
- Aumentar la cuota de energías renovables dentro del consumo total de energía final al 27% como mínimo; y
- Mejorar al menos en un 27% la eficiencia energética (con respeto a las actuales previsiones de consumo energético futuro).

Lo más interesante –y quizá decepcionante– es que únicamente el objetivo de reducción de emisiones es vinculante a nivel de país miembro. Los otros dos objetivos son vinculantes pero solo a nivel agregado –a nivel UE–.

La Unión Energética

El concepto de la Unión Energética nació en abril 2014, a partir de una propuesta que formuló el entonces primer ministro polaco Donald Tusk después de la anexión de Crimea por parte de Rusia, hecho que renovó la preocupación por la seguridad energética en la UE. Tras la elección de Tusk a la Presidencia del Consejo, la Unión Energética se transformó en prioridad de este órgano, y en febrero de 2015, la Comisión presentó los grandes rasgos de una futura unión energética.⁴ Esta propuesta de la Comisión fue aprobada por el mismo Consejo a final de marzo del 2015.

La Unión Energética está compuesta por cinco dimensiones entrelazadas:

- Seguridad del suministro, a través de la diversificación de las fuentes de energía y un uso más eficiente de las fuentes autóctonas.
- Un mercado interior de energía plenamente integrado, a través de interconexiones que permiten la libre circulación de energía a través de la UE, sin barreras técnicas ni regulatorias. Esto, a su vez, mejorará la competitividad entre proveedores y permitirá bajar los precios.
- La eficiencia energética, ya que una disminución del consumo de energía provocará tanto una reducción de la contaminación que

4. http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/index_en.htm

provoca como de las importaciones de energía; y a la vez, aumentará la conservación de reservas energéticas internos.

- La reducción de emisiones, que se estimulará a través de una revisión del régimen de comercio de derecho de emisiones (ETS, por sus siglas en inglés), esfuerzos para conseguir un acuerdo global en la Cumbre sobre el Cambio Climático en París (COP21, en 2015), y el fomento de la inversión privada en nuevas infraestructuras y tecnologías.
- La investigación y la innovación, es decir estimular nuevos descubrimientos en las tecnologías de baja emisión de carbono a través de la coordinación de la investigación y la financiación de proyectos en asociación con el sector privado.

Estas dimensiones dejan claro que la Unión Energética y el Marco 2030 estarán íntimamente entrelazados. En cuanto al objetivo de energías renovables del Marco 2030, está interrelacionado con a) la seguridad de suministro, b) la reducción de las emisiones, y c) con la creación de un mercado único europeo.

A principios de 2016 conoceremos el sistema de gobernanza y rendición de cuentas tanto de las cinco dimensiones de la Unión Energética como de los objetivos 2030, que será diseñado con tal de seguir los avances nacionales hacia los objetivos a largo plazo y de intervenir donde sea necesario. En noviembre de 2015, el Consejo ya presentó sus conclusiones sobre el sistema de gobernanza de la Unión Energética,⁵ basándose en una propuesta de 27 indicadores claves de la Comisión.⁶

El sistema se basará, en gran parte, en planes nacionales (a) diseñados por cada país, (b) siguiendo unas “*guidelines*” de la Comisión, (c) quien será la encargada de monitorear la ejecución de los planes. No queda claro, en cambio, que herramientas tendrá la Comisión para reconducir a los países que no cumplan sus planes.⁷ Se les pedirá a los países que entreguen sus proyectos de planes en el 2016, y a partir de este momento, la Comisión prestará su asistencia técnica para que puedan entregar sus planes finales en 2018.

5. <http://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2015/11/26-conclusions-energy-union-governance/>

6. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52015SC0243&from=ES>

7. The EU 2030 Climate and Energy Framework: Keeping up the pressure on governance structures | Bruegel.

Además, la Comisión también presentaba quince “*action points*” –acciones ya asumidas pero aún por implementar– que impulsaría de inmediato para avanzar en la unión energética. Entre estas 15 acciones, destaca la número 14: “Presentar un nuevo paquete de energía renovables entre 2016 y 2017”, que se realizará tras una consulta pública.⁸

Proyectos de interés común europeos (PIC)

Una parte integral de la estrategia de energía de la UE son los proyectos de interés común europeos (PIC), proyectos de infraestructura energética que se consideran necesarios para implementar las prioridades actuales en cuanto a energía.⁹ Entre los corredores de electricidad considerados prioritarios mediante el reglamento 347/2013¹⁰ figuran las interconexiones eléctricas en el eje norte-sur de Europa Occidental. Estas interconexiones, entre Estados miembros de la región y con la región mediterránea (incluida la Península Ibérica), tienen los objetivos específicos de integrar la electricidad obtenida a partir de fuentes de energía renovables y reforzar las infraestructuras de la red interior para fomentar la integración del mercado regional.

En otras palabras, los PICs de electricidad están, en este caso, diseñados para acabar con el aislamiento energético de la Península Ibérica a través de nuevas interconexiones entre Francia y España y una mayor integración de Portugal y España en el mercado interno de energía, además de para integrar la creciente generación de renovables. En este contexto, cabe subrayar que en su Estado de la Unión de la Energía 2015¹¹, la Comisión señaló que 22 Estados miembros de la Unión llegarán al 10% de interconexión de su capacidad de producción instalada para el 2020.¹² Sin embargo, España no figura entre esta lista: actualmente, el

8. <https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/preparation-new-renewable-energy-directive-period-after-2020>

9. Estas prioridades, de la regulación TEN-E, incluyen: contribuir en la construcción del mercado de energía interno, aumentar el comercio transfronterizo e interno de energía, fortalecer la competitividad, aumentar la liquidez en el mercado y/o tener un impacto positivo en los precios de la energía.

10. En 2013, el Consejo y el Parlamento aprobaron el reglamento no. 347/2013, mediante el cual se estipulan los criterios específicos para seleccionar los PIC, además de los corredores y áreas prioritarios en materia de infraestructura energética. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:32013R0347&from=EN>

11. http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/state-energy-union/docs/communication-state-energy-union_en.pdf

nivel de interconexión entre Francia y España es del 2,8%. En cuanto al nuevo objetivo de 15% de interconexión para el 2030, formulado por el Consejo,¹³ parece poco factible que España lo cumpla en las circunstancias actuales.

De allí la importancia de los PIC, que cuentan con el apoyo técnico, regulatorio y a veces financiero de la Comisión. Entre la lista de PIC seleccionados en noviembre del 2015¹⁴ por la Comisión, figuran los siguientes proyectos eléctricos para España:

- [2.7] La interconexión Francia (Aquitaine) y España (País Vasco), denominado Proyecto Bahía Vizcaya: un nuevo enlace en corriente, submarino en su mayor parte, de unos 360km. Este proyecto recibió financiación del CEF (*Connecting Europe Facility*) en el 2014¹⁵, y debería de incrementar la interconexión eléctrica de España al 5%. Actualmente lleva la doble titulación de *electricity highway*, o autopista de electricidad.¹⁶
- [2.8] El desfasador Arkale: un transformador desfasador, instalado en Arkale (España) para equilibrar los flujos este-oeste en la interconexión Arkale-Argia, lo cual elevará la capacidad de intercambio comercial entre España y Francia.
- [2.17] La interconexión entre Vila Fría - Vila do Conde –Recarei (Portugal) y Beariz– Fontefría (España), que permitirá incrementar la capacidad entre España y Portugal hasta 3200 MW además de mejorar la integración de renovables dentro de la Península.

El PIC 2.6, la línea Bescanó a Santa Llogaia (construida para permitir la conexión del enlace trasfronterizo continua entre Santa Llogaia (España) y Baixas (Francia) a la red española), ya no figura en la lista de la Comisión ya que está previsto su entrada en servicio para 2016.

12. Esta meta fue estipulado por la Comisión en 2002.

13. Tras una propuesta de la Comisión en su “Energy Security Strategy” del 2014 <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0330&from=EN>; el Consejo incluyó este objetivo en sus conclusiones de octubre 2014: http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/145397.pdf

14. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/5_2%20PCI%20annex.pdf

15. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20141121_cef_energy_lists.pdf

16. Estas “autopistas” están diseñados para integrar en el sistema eléctrico la creciente producción de energía eólica, conectar estos nuevos núcleos de generación con las instalaciones de almacenamiento y lidiar con un suministro de electricidad cada vez más variable y descentralizada y un demanda cada vez más flexible.

DATOS CLAVE SOBRE LAS RENOVABLES EN EUROPA Y ESPAÑA¹⁷

- Los **precios mayoristas** en España se encuentran en la banda alta, junto a Italia, Grecia, Portugal, Reino Unido e Irlanda. Los consumidores españoles cambian más fácilmente de proveedor que el consumidor medio europeo –de hecho, la probabilidad de que cambian es el doble de alta–.
- Las **emisiones de gases de efecto invernadero** son un 20% más bajas que las de la media europea. España se encuentra en el tercio inferior en cuanto a emisiones per cápita y a emisiones por unidad económica.¹⁸
- En cuanto a la repartición de **emisiones por sector**, España está por encima de la media europea en el sector transporte, agricultura e industria, y muy por debajo de la media en el sector residencial y el de energía.
- La **eficiencia energética** de España está justo debajo de la media europea.
- En cuanto a la potencia de **interconexiones eléctricas**, España figura entre los últimos en la lista con un 3% de interconexión, transformándose en una cuasi-isla energética junto con Polonia (2%) y Chipre y Malta (0%).
- En comparación con la media europea referente a la **combinación energética** en el consumo interior bruto de energía, España es más dependiente del petróleo, pero usa menos fósiles sólidos (como el carbón) y más renovables.
- **Renovables en energía final y en electricidad:** en energía final, con una cuota actual de 15,4%, España está ligeramente por encima de media de la Unión (15%), de Grecia (15%), Francia (14%) y Alemania (12%), y justamente por debajo de los niveles de Italia (17%) y Croacia (18%). En electricidad, se encuentra muy por encima de la media de la UE (25%), con un 37%. De esta forma, se encuentra también por encima de Reino Unido (14%), Francia (17%), Alemania (26%) e Italia (31%).

17. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52015S-C0243&from=ES>

18. http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/progress/docs/swd_2015_246_en.pdf

- España es el tercer país europeo con más **capacidad solar** instalada: 7016 MW, frente a los 18420 MW de Italia y los 36337 de Dinamarca.¹⁹
- El sector de generación eléctrica por medio de renovables en España tiene un peso relativamente bajo en el **PIB**, por debajo de la media UE de 1,1% y con solo tres países por detrás: Malta, Luxemburgo e Irlanda.
- En la UE, 2,3 **puestos de trabajo** de cada mil se dan en el sector renovables (USA y China se quedan un poco por debajo de 2). España, en cambio, solo tiene un puesto y poco más por 1000 en el sector renovable y queda lejos de Dinamarca (6 y medio) o Alemania (4 y medio).
- España gasta algo menos de la media europea en la **investigación e innovación** en las áreas de energía y medioambiente, y tiene la mitad de patentes de tecnologías bajas en carbono que la media europea.

EL ASPECTO POLÍTICO DEL MARCO 2030

La formulación de la política pública europea relacionado con energía y cambio climático no está exenta de intereses encontrados²⁰. Mientras que el Parlamento y la Comisión se posicionan a favor de una política de renovables ambiciosa y vinculante, una parte de los países miembros se oponen vigorosamente. Este grupo, compuesto por varios países del este y el Reino Unido, se caracteriza por tener una actitud muy crítica contra toda política europeísta que conlleve ceder (más) soberanía a nivel europeo: es decir, cualquier política que implique una limitación o imposición sobre los países miembros.

Los países del este además tienen unas emisiones altas (sobre todo si ponderadas por producción económica), debido en gran medida a que en sus combinaciones energéticas los recursos fósiles aún mantienen una proporción muy alta. Además, son países con una penetración baja de las renovables. Por último, también sufren de unas altas dependencias exteriores en cuanto a recursos energéticos.

19. Eurostat 2015 (pocketbook), cifras para 2013

20. http://www.euractiv.com/sections/eu-priorities-2020/eu-leaders-adopt-flexible-energy-and-climate-targets-2030-309462?utm_source=EurActiv+Newsletter&utm_campaign=d1156e1833-newsletter_daily_update&utm_medium=email&utm_term=0_bab5f0ea4e-d1156e1833-245722293

A todo lo anterior, se suma que sus precios de la electricidad son aun bajos, hecho que compensa, en parte, su falta de competitividad económica en otros sectores. Por tanto, su negativa a incorporar objetivos vinculantes a nivel país finalmente culminó en que los objetivos de renovables y de intensidad energética no sean vinculantes.²¹

	EU28	ESP	HU	CZ	PO	SK
€/kW hogares (2015)	0.208	0.213	0.113	0.127	0,144	0.151
% renovables en consumo final bruto (2013)	15	15.4	9.8	12.4	11.3	9.8
% fuentes fósiles sólidos en consumo interior bruto (2013)	17	9.1	10.3	38.8	53.9	20.0
% dependencia exterior (2013)	53.2	70.5	52.3	27.9	25.8	59.6
Eurostat.eu						
Emisión CO2/cápita (2013)	8.5	6.9	5.7	12.3	10.4	8.1
Emisión CO2/millón € producido (2013)	346	310	606	825	1012	617
EC 2015						

IMPLICACIONES DEL OBJETIVO DE RENOVABLES

La red eléctrica europea²²

A pesar de los tres paquetes de política energética europea (1998; 2002; 2007), Europa sigue sin tener una red eléctrica integrada y robusta para acometer los cambios que exigirán los objetivos 2030 y la Unión energética.

Actualmente, no se dan las condiciones en la red eléctrica europea para integrar las fuentes renovables que se prevén para 2030 (27%). Según algunos estudios, esta integración requerirá, en toda Europa, unas inversiones anuales en la red de 10,000-20,000M€. Eso sí: los beneficios económicos anuales resultantes de estas inversiones serán superiores a los gastos de inversión. Se prevén unos beneficios de 14,000-55,000M€.

21. <http://www.energypost.eu/eus-first-state-energy-union-report-will-deliver-2030/> & <http://www.energypost.eu/eu-divided-2030-climate-energy-policy/>

22. http://www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/e_highway2050_booklet.pdf & https://www.vgb.org/en/investment_requirements_EU_2050.html

Entre las inversiones más importantes se encuentran las interconexiones y las e-autopistas capaces de conectar zonas productoras con zonas consumidoras de electricidad a lo largo de la UE. La Comisión ha propuesto 25 e-autopistas entre su reciente lista de PIC. En este aspecto, cabe recordar que –aun teniendo una red buena y capaz de integrar la producción de renovables, mientras la planificación de la red siga siendo adecuada– España es el país continental con la interconexión más baja, después de Polonia, estando lejísimos de los objetivos del 10% (2020) y del 15% (2030).

Otro aspecto relevante es que la inversión en mecanismos de capacidad continuará siendo necesaria. Está previsto amortizar la mitad de las plantas térmicas en Europa hasta 2030. Esto agravará algunos efectos negativos de la integración de renovables (como los riesgos a la seguridad del suministro, la calidad de energía o la disponibilidad de la red) si no se mejora sustancialmente la gestión del consumo eléctrico, la generación distribuida y tecnologías de almacenamiento.

Mientras esperamos las conclusiones de la Comisión Europea sobre mecanismos de capacidad (previstas para el 2016), ésta propone que los nuevos mecanismos de capacidad se adjudiquen en subastas, introduciendo al máximo la lógica de mercado y competencia.

Implicaciones del objetivo de renovables para España

España está esperando a fijar sus objetivos y desarrollar su plan nacional post2020 hasta la concreción de la estrategia europea. Mientras tanto, se proponen las siguientes posiciones para España en relación a la gobernanza energética y a las energías renovables:

España está ligeramente por encima a la media europea en cuanto al peso que tienen las fuentes renovables en el consumo final de energía. Por tanto, **España debería poder asumir los objetivos de la UE –es decir, producir al mínimo el 27% de energía en base a fuentes renovables para 2030–**. Sin embargo, a la hora de determinar el nivel de ambición en su cuota de renovables doméstica, España debería tener en cuenta las condiciones económicas (como los precios relativamente altos de la energía) y de interconexiones y vincular todo ello a su política regulatoria. Por otro lado, la alta dependencia de fuentes energéticas externas y una buena red eléctrica, junto la abundancia en recursos renovables y un mínimo de responsabilidad medioambiental, claramente deberían evitar que España se sitúe por debajo de la media europea en este ámbito.

De manera inseparable a la fijación de objetivos 2030 sobre renovables, España debe buscar compromisos del resto de Europa para **mejorar las interconexiones**, lo cual tendría implicaciones positivas tanto para el precio de la electricidad como para la distribución de los excesos de capacidad que pueden generar los renovables en ciertos momentos. Como hemos comentado, el aislamiento español es solo superado por Polonia e islas menores. España necesitará un aumento de su interconexión con Francia de entre 13 y 22GW (tanto vía País Vasco como Cataluña).

En cuanto a la gobernanza de la Unión Energética, España debería buscar **objetivos vinculantes** a nivel nacional en cuanto a la cuota de renovables. El esfuerzo relativo de España –si asumimos el objetivo en renovables mencionado arriba– será moderado comparado con otros países europeos. Por tanto, incorporar objetivos vinculantes no sería especialmente negativo para España, y España podría tomar esta oportunidad para buscar un mayor compromiso también en desarrollo de interconexiones –lo cual a su vez facilita el desarrollo interno de renovables, como hemos descrito arriba–.

España debería hacer un **esfuerzo en I+D superior** al que está haciendo. Tanto en gasto público como privado en I+D en clima y energía, España gasta un punto de PIB por debajo de la media europea. Se podría crear un acuerdo público-privado para que ambos sectores incrementen su dedicación a la I+D en energía y clima.

A la espera de las conclusiones de la comisión en relación a los mecanismos de capacidad y esquema de apoyo a las renovables, España deberá **replantear la gestión de estos mecanismos y esquemas**. Tal como propone la DGComp de la Comisión, cuanto menos, se deberá incorporar más competencia en la adjudicación de mecanismos de capacidad y de apoyo a renovables.

Por último, uno de los puntos negros en política energética española han sido, primero, sus errores en el diseño de políticas de apoyo a renovables –con un incremento muy superior al esperado– y, segundo, los cambios regulatorios posteriores que han llevado a España a ser uno de los países con más demandas en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI, Banco Mundial). Por tanto, un objetivo de cara a futuro es analizar exhaustivamente las futuras políticas para **evitar efectos indeseados y cambios regulatorios inesperados** que tanto dañan la reputación país.

Mix de generación eléctrica en España a 2030

Blanca Perea*

DESCARBONIZACIÓN DE LA ECONOMÍA A 2050

La demanda global de energía se incrementará en un tercio a 2040, esencialmente en África, China, India, Oriente Medio y el Sureste Asiático. Contrariamente, en los países miembros de la OCDE se espera una reducción de la demanda respecto al pico alcanzado en 2007, como consecuencia de las expectativas demográficas y de crecimiento económico, unido a una mayor eficiencia¹.

Las políticas globales de energía y clima persiguen esencialmente dos objetivos: (i) la descarbonización de la economía gracias a un incremento sustancial de la participación de fuentes no fósiles, que se espera representen el 25% en 2040. El sector eléctrico juega un papel fundamental, pues es donde es más eficiente incorporar las fuentes renovables. Ya en 2014, éstas han representado casi la mitad de la nueva potencia instalada globalmente; y (ii) el incremento de eficiencia en el sistema energético, para lo cual ya se han establecido objetivos que afectan a más de un cuarto del consumo global.

Los países de la Unión Europea están adoptando estrategias de acuerdo con los objetivos de: (i) reducción de gases de efecto invernadero (reducción del 20% en 2020 y 40% en 2030, respecto a 1990); (ii) incremento de la penetración de energías renovables (20% en 2020 y del 27% en 2030); (iii) mejora de la eficiencia energética (del 20% en 2020 y del

* Partner Bluecap Management Consulting.

1. Agencia Internacional de la Energía, World Energy Outlook (2015).

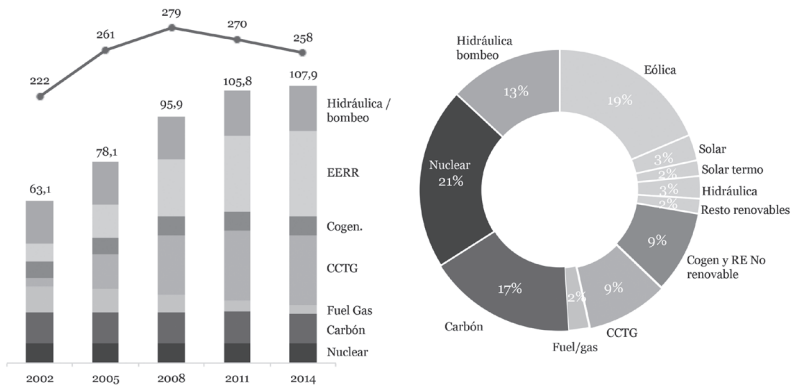
27-30% en 2030). En el horizonte a 2050, se apunta a la descarbonización de la economía, con una reducción del 80-95% de las emisiones de GEI en comparación a 1990².

Esto implica un incremento sustancial de la penetración de fuentes no fósiles en el *mix* de generación eléctrica, cuyo efecto no es neutro. Si bien la penetración de energías renovables mejora la sostenibilidad medioambiental, debe analizarse su impacto en la eficiencia económica y en la seguridad del suministro con el fin de garantizar la competitividad de nuestras economías.

SITUACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Un parque diversificado para mitigar la alta dependencia energética. El parque de generación eléctrica en España ha sufrido una profunda transformación en los últimos 15 años. La potencia instalada prácticamente se dobló entre el 2000 y 2014, hasta alcanzar los 107 GW³, con la incorporación de casi 30 GW de potencia renovable (20,5 GW eólicos y 7 GW solar) y 27 GW de ciclos combinados (Figura 1).

Las tecnologías que han dado mayor cobertura a los 258.000 GWh de demanda en 2014, fueron la nuclear (21%), eólica (19%), carbón (17%)



Fuente: Red Eléctrica de España, Informe Anual del Sector Eléctrico, análisis Bluecap.

Figura 1. Evolución de la potencia instalada [GW] y la demanda eléctrica [TWh] en 2014 en España.

2. Comisión Europea, La Hoja de Ruta de la Energía para 2050, COM(2011) 885 final.
 3. Red Eléctrica de España, Informe del Sector Eléctrico (2014).

e hidráulica/bombeo (13%). La aportación de energía por parte de los ciclos combinados es cada vez más residual, trabajando menos de 1.000 horas, y adoptando principalmente un rol de respaldo flexible. Esto se debe a la continua reducción del llamado hueco térmico, que representa la cantidad de energía que no puede cubrirse con tecnologías no gestionables (nuclear y renovables) y que deben abastecerse por tecnologías térmicas (gas y carbón).

La seguridad de suministro en España es especialmente relevante, ya que es uno de los países de la UE con mayor dependencia energética. En los últimos años, ha sido capaz de mejorar su grado de autoabastecimiento desde un 23% en el 2000 hasta un 27%⁴ en 2014, en gran medida gracias a la incorporación de renovables. Aunque España tiene todavía un importante reto, la diversificación de las fuentes para la generación eléctrica y el desarrollo de infraestructuras adecuadas para el abastecimiento, contribuyen a mitigar el riesgo de interrupción de servicio.

Exceso de capacidad del parque en la actualidad. Este parque diversificado ha sido la consecuencia de una planificación pensada para atender una demanda creciente. Sin embargo, la crisis económica y los cambios estructurales en el consumo, se tradujeron en una contracción de la demanda y de la punta de demanda a partir del 2007. En 2014 estas magnitudes se situaron en 258.000 GWh y 39 GW respectivamente, niveles que exhibía el sistema en 2004.

Esto ha resultado en un parque sobredimensionado, que es capaz de atender una demanda un 45% mayor⁵ a la máxima registrada en 2014. Esto es superior al 10% de margen de seguridad que tradicionalmente se considera para dimensionar la potencia firme requerida en el sistema. No obstante, la incorporación de un elevado porcentaje de energía renovable, intermitente y no gestionable (ya que depende de las condiciones meteorológicas), puede comprometer la seguridad de suministro y demanda la disponibilidad de suficiente potencia de respaldo flexible (como la que aporta el gas o el carbón) para cubrir las variaciones de producción de estas fuentes.

Reducción significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero vinculadas a la generación eléctrica. La alta penetración de renovables en la producción eléctrica, que alcanzó más del 40% en 2014, ha permitido reducir a la mitad los niveles de emisiones del año 2000: las emisiones específicas han pasado de ~0,4 tCO₂/MWh en el 2000 a 0,2

4. Ministerio de Industria, Energía y Turismo, La Energía en España en 2014.

5. Red Eléctrica de España, Informe del Sector Eléctrico (2014).

tCO₂/MWh en la actualidad. Esto ha sido clave para que España, uno de los países de la UE que más lejos estaba de poder afrontar los compromisos establecidos, haya progresado positivamente.

SITUACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN 2030: ALTERNATIVAS DE MIX

Situación de partida a 2030: demanda, punta de demanda y parque generador remanente. Las expectativas de crecimiento del PIB en España⁶ sugieren que la demanda eléctrica se situará en ~355.000 GWh en 2030 (con una punta de ~54 GW) en un escenario tendencial, en el que no se incorporan medidas de calado de eficiencia energética.

Hasta 2030, se espera el cierre progresivo de las centrales de carbón, fuel-gas, nucleares y eólicas que, o bien alcanzan el final de su vida útil, o no cumplen los requisitos medioambientales establecidos a nivel europeo. El parque que permanecerá disponible, contará con una potencia instalada del orden de 75 GW, y podría cubrir prácticamente el 100% de la demanda máxima esperada en 2030. Por lo tanto, prácticamente no debe incorporarse potencia firme adicional al sistema para garantizar el suministro en los próximos 15 años.

Escenarios de *mix* de generación eléctrico a 2030 y sus implicaciones. Hemos diseñado distintos escenarios de *mix* a 2030, considerando alternativas de (i) penetración de energía renovable, del 40%, (compatible con el objetivo de la UE), y el 60% (más ambicioso); y (ii) de vida útil del parque nuclear, considerando la actual de 40 años o el alargamiento hasta 60 años. Una vez definidos los parques necesarios, hemos valorado su impacto contra los ejes de seguridad de suministro, eficiencia económica y sostenibilidad medioambiental (Figura 2).

Para determinar la cantidad de potencia que debe introducirse en cada uno de los escenarios, en primer lugar se procede a completar la curva de demanda (~285.000 GWh) con las tecnologías no gestionables: nuclear, renovable, cogeneración y biomasa. Luego, se satisface la demanda restante (hueco térmico) con gas natural/carbón (asumiendo en este punto que los costes de la materia prima y el CO₂ son tales que

6. Estimación de evolución del crecimiento anual del PIB del Fondo Monetario Internacional (IMF Country Report No. 15/232) de 3,1%-1,8% (2015-2020) y Bluecap 2,5% anual constante (2020-2030). Se ha considerado la incorporación de 5 millones de vehículos eléctricos a 2030.

ambas tecnologías trabajan en el punto de indiferencia). Para estimar la producción que puede generar cada una de las tecnologías, se han empleado los factores de utilización medios que ha exhibido cada tecnología históricamente.

Hay que tener en cuenta que las tecnologías con baja disponibilidad (funcionamiento inferior a 2.500h/año) y alta volatilidad, como la eólica, solar fotovoltaica o solar térmica, requieren de potencia flexible para garantizar el suministro. Por este motivo, una vez completada la demanda, se añade potencia firme (i.e. turbinas de gas en ciclo abierto) hasta que se cubra el 110% de la punta de demanda. De este modo, quedan configurados los parques para abastecer la demanda con los requisitos establecidos de penetración de renovables y vida útil de las centrales nucleares.

	Escenario 1 60% EERR 40 años vida útil nuclear	Escenario 2 60% EERR 60 años vida útil nuclear	Escenario 3 40% EERR 60 años vida útil nuclear
Potencia adicional [2015-2030]	65 GW	60 GW	45 GW
Inversión asociada [2015-2030]	115.000 M€	105.000 M€	70.000 M€
Costes de explotación	50 €/MWh	40 €/MWh	50 €/MWh
Emisiones totales	60 MtCO ₂	40 MtCO ₂	55 MtCO ₂
Emisiones específicas	0,17 tCO ₂ /MWh	0,11 tCO ₂ /MWh	0,16 tCO ₂ /MWh
Cobertura de la punta de demanda	110%	110%	110%

Fuente: Análisis Bluecap.

Figura 2. Escenarios de mix energético a 2030 y su impacto en los ejes de política energética.

El impacto de los escenarios contra los ejes de política energética es el siguiente:

- **Inversión requerida a 2030:** la nueva potencia total adicional a instalar hasta 2030 oscila, en función del escenario, entre 12 y 35 GW, que responden íntegramente a potencia renovable. Sólo en el escenario 1, la reducción de potencia firme nuclear y la alta penetración de renovables de baja disponibilidad exigen completar el parque con ~ 3 GW de potencia firme.

La inversión acumulada hasta 2030, se situaría en el rango de 30.000 a 70.000 M€, siendo el escenario 3, con alargamiento de la vida útil de la nuclear y 40% de penetración de renovable el que exhibe menor esfuerzo inversor, y que exige menor potencia adicional a instalar (12 GW). Esto se debe a que en el parque de este escenario, hay una alta proporción de tecnologías con un elevado factor de utilización, generando mayor energía por MW instalado. Necesitamos por tanto menos potencia para cubrir la misma demanda. En definitiva, los números ponen de relieve cómo si mantenemos el parque generador actual –alargando la vida de las centrales nucleares y realizando las inversiones suficientes para cumplir los requerimientos de emisiones de las centrales térmicas existentes–, es posible atender la demanda de los próximos 15 años sin realizar apenas nuevas inversiones en potencia firme. El cierre anticipado de centrales térmicas exigiría invertir en plantas que aporten firmeza al sistema empleando combustibles fósiles, lo que dificultaría alcanzar los objetivos de reducción de emisiones y de penetración de renovables.

- **Costes de operación:** los costes de generación del parque oscilan entre 40 €/MWh y 50 €/MWh⁷. El escenario que arroja menores costes de explotación es el de mayor penetración de renovables y alargamiento de la vida útil de las centrales nucleares, ya que los costes variables de estas fuentes son los más bajos. Los costes de explotación de los escenarios 1 y 3, con mayor contribución de fuentes fósiles, arrojan valores superiores. Además, en este caso son más sensibles al precio del gas natural/carbón y del CO₂. Por lo tanto, un escenario con mayor proporción de renovables y nuclear, es más robusto, permitiendo mitigar el riesgo de mercado de las materias primas.
- **Emisiones de gases de efecto invernadero:** las emisiones de CO₂ de los escenarios 1 y 3, con mayor contribución de energías fósiles, ascienden a ~45-50 MtCO₂. El escenario 2 produce 40 MtCO₂, cifra que corresponde a las emisiones que generaría el parque actual que permanece activo en 2030. Esto es, el nuevo parque, que se completa con tecnologías limpias (renovable y nuclear) no genera emisiones adicionales a las comprometidas actualmente.
- **Seguridad de suministro:** Todos los parques se han diseñado para permitir una cobertura del 110% de la demanda punta del sistema. Sólo en el escenario 3 se ha añadido potencia en tecnologías de punta. Desde el punto de vista del grado de autoabastecimiento del

parque generador, el escenario con mayor cobertura de renovables y alargamiento de energía nuclear es el más favorable.

RECOMENDACIONES

Pacto nacional de la Energía. La planificación energética exige una visión consensuada de largo plazo, al margen de visiones coyunturales de corto recorrido. El clima político español, ahora más plural, es propicio para instaurar procesos que permitan abordar un debate rico, transparente y objetivo sobre el modelo de generación eléctrico a futuro en el que puedan contribuir todos los agentes relevantes. Sólo así, nuestra sociedad podrá tomar decisiones conociendo de una manera precisa sus impactos y hacer seguimiento de los efectos tras su implantación.

Plan de incentivos y seguridad jurídica. Una vez definidas las necesidades de potencia a largo plazo, deben establecerse los incentivos económicos, financieros y fiscales que atraigan la inversión esperada garantizando la seguridad jurídica. Nuevamente, deben cuantificarse y analizarse los impactos sobre el sistema a corto y medio plazo. Estos instrumentos deberían armonizarse con el resto de países de la Unión Europea, con el fin de lograr un mercado único efectivo, tanto mayorista como minorista.

Gestión integrada de eficiencia energética, energía y medioambiente. Las políticas para alcanzar los objetivos de cambio climático y cubrir las necesidades energéticas, lejos de establecerse aisladamente, deben trabajarse de forma conjunta y coordinada. No hacerlo podría llevar a establecer mecanismos que emitan señales redundantes, incoherentes, o a esfuerzos ineficientes.

Las políticas de eficiencia energética juegan un rol fundamental para lograr los objetivos en ambos terrenos, ya que la reducción de la demanda redundante directamente en la mejora de la competitividad de nuestra economía, reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la disminución de nuestra dependencia energética del exterior.

Unificación competencial. Al igual que la Comisión Europea, que ya ha unificado el mundo de la energía y el medioambiente, los organismos políticos y reguladores en España deben trabajar de una manera integrada los objetivos y políticas de ambos mundos, tratando al mismo nivel las políticas de eficiencia energética.

COMPETITIVIDAD DEL
SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

Hacia un mercado único de electricidad europeo

Ivan Marten y Javier Argueso*

La creación de un mercado único que garantice la disponibilidad de la electricidad en el lugar y momento adecuados, a un precio transparente y competitivo es uno de los objetivos fundamentales de la Comisión Europea en materia energética en los últimos años.

Hasta la fecha ha habido avances importantes en este ámbito. Por un lado, los organismos ACER y ENTSO-E están desarrollando 11 códigos de red europeos, siguiendo las directrices fijadas en el Tercer Paquete¹, que constituirán una de las piezas normativas clave para desarrollar el mercado único. Se trata de unas normas técnicas para todos los países dirigidas a ofrecer un acceso efectivo y transparente a las redes de transporte transfronterizas².

Por otro lado, el encaje de los mercados diarios europeos ha mejorado, al haberse establecido el mismo algoritmo que se utiliza para casar

* Ivan Marten: Senior Partner and Managing Director Global Leader Energy Practice The Boston Consulting Group. Javier Argueso: Knowledge Team Manager - Energy Practice.

1. Comisión Europea. Directiva 2009/714/CE.
2. Incluyen: Código de Red para la asignación de capacidad y gestión de congestiones; Código de Red para la asignación de capacidad a plazo; Código de Red sobre el balance de electricidad; Código de Red para la conexión a la red de generadores; Código de Red para la conexión de la demanda; Código de Red sobre control carga-frecuencia; Código de Red sobre la planificación de la operación y programación; y Código de Red sobre la seguridad de la operación. Ver: “*ENTSO-E Overview of Internal Electricity Market related project work*”. https://www.entsoe.eu/Documents/Events/2014/141013_ENTSO-E_Update-on-IEM-related%20project%20work_final.pdf

oferta y demanda de compraventa de electricidad en Europa: el “Price Coupling of Regions” (PCR). Así mismo, se ha creado una plataforma paneuropea que establece de facto un mercado continuo (con asignación implícita de capacidad transfronteriza) en el horizonte intradiario, compatible con las subastas intradiarias regionales, como es el caso del Mercado Ibérico Eléctrico (MIBEL).

Sin embargo, el desarrollo de un mercado único es una iniciativa en cierta medida revolucionaria, y su implantación no está exenta de dificultades. Cada estado miembro parte de una situación distinta y tiene unas normas diferentes para su mercado eléctrico, por lo que la homogeneización de todos los mercados no es tarea fácil. De hecho, el avance hacia un mercado único de electricidad está siendo más lento de lo que se había pensado inicialmente: el proceso de definición e implantación de los códigos de red va con retraso frente a la previsión inicial, y si bien es esperable que se vayan implantando en años sucesivos, en la actualidad sólo se ha aprobado e implantado el *Reglamento (UE) 2015/1222 sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones* (en agosto de 2015). Prueba de ello es que en los últimos años no se está produciendo una convergencia hacia un precio único de la electricidad, salvo en el caso de la Península Ibérica, donde el precio difiere en menos de 1 euro/MWh durante más del 90% de las horas. Por el contrario, en el centro de Europa y en los países nórdicos³ esta convergencia de precios se produce en el 20% o menos de las horas.

No obstante, el desarrollo de un mercado eléctrico único es una pieza relevante, pero no la única para asegurar una verdadera política energética común. La falta de liderazgo en Europa a la hora de establecer una verdadera política y estrategia común⁴ es patente. Por el contrario, es una práctica habitual que los países tomen medidas discrecionales de manera unilateral y, tal y como ha reconocido la Comisión Europea, todavía existen importantes diferencias entre los países⁵.

3. Ver Convergencia de precios en las distintas Regiones de la UE en: Pag. 185. “Annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets” Nov. 2015.

4. Por citar un ejemplo, la decisión de cierre de centrales nucleares en Alemania está derivando en la creación de congestiones, y potenciales problemas de suministro en las redes de transmisión de países vecinos, debido a la incapacidad de la red de transmisión en Alemania que transporta la electricidad generada en los parques eólicos del norte del país a los centros de consumo del sur.

5. La Comisión ha concluido recientemente que a pesar del avance en la apertura e integración de los mercados mayoristas el proceso todavía se puede mejorar. Primer Estado del Informe de la Unión Energética publicado el 18 de noviembre 2015.

Las políticas energéticas europeas junto con las de cada estado miembro forman en la actualidad una amalgama sin una visión global que ha dado lugar a un mercado eléctrico imperfecto, el cual condiciona tanto la competencia entre agentes como los precios resultantes⁶. Estas políticas se crean sin tener en cuenta la forma en la que afectan al conjunto de los mercados eléctricos ni el impacto económico de los cambios que implican. Además, la gran cantidad de programas dirigidos a reforzar las energías renovables ha encarecido el precio de la electricidad. Por último, los continuos cambios regulatorios crean una gran incertidumbre en toda la cadena de valor.

Para conseguir un mercado único de electricidad es necesaria una regulación más uniforme en todos los estados miembros y reducir la cantidad de medidas e incentivos discrecionales de cada país. Esto implica desarrollar una nueva forma de pensar sobre la energía. El objetivo de los políticos y reguladores europeos debería ser garantizar la seguridad de suministro, asegurando a su vez la eficiencia medioambiental y económica. La única manera de conseguirlo es acordando una estrategia coordinada que permita una planificación paneuropea del sistema eléctrico y en la que el mercado eléctrico actúe como un elemento facilitador, proporcionado las señales adecuadas a los agentes.

SEGURIDAD DE SUMINISTRO Y MECANISMOS DE REMUNERACIÓN DE LA CAPACIDAD

En el plano teórico, en un mercado de generación de libre competencia en el que se da el mismo trato a todas las fuentes de generación los precios tenderían a aumentar durante los periodos en los que la capacidad va por detrás de la demanda, lo cual generaría suficientes señales para incentivar la instalación de capacidad de generación adicional.

Sin embargo, la realidad es bien distinta. Tal y como hemos apuntado anteriormente, los gobiernos intervienen en el mercado proporcionando numerosos y variados incentivos a las diferentes fuentes de generación. De esta forma, una gran parte del mix de generación ha vuelto a ser “regulado” de una manera u otra⁷. Esta intervención de los gobier-

6. Para obtener más información sobre este tema consultar la publicación de BCG Perspectives https://www.bcgperspectives.com/Images/Managing_in_Turbulent_Times_Sep_2014_tcm80-171431.pdf

7. Pej. en 2012, el 50% de la generación en Alemania estaba regulada. “Managing in Turbulent Times. Europe’s Power-Generation Market”. BCG.

nos en el mercado impide en muchos casos que afloren las señales e incentivos necesarios para fomentar nuevas inversiones en capacidad o para asegurar la rentabilidad de las inversiones realizadas anteriormente. Como resultado, se crea la necesidad de establecer nuevos incentivos para garantizar la seguridad de suministro.

Los mecanismos de remuneración de capacidad surgen con el objetivo de proporcionar certidumbre en torno a la seguridad de suministro. No existe una solución ideal única, sino que cada estado ha decidido implantar un modelo distinto, en función de las condiciones de su sistema eléctrico. Países como Suecia, Finlandia y Alemania, por ejemplo, utilizan las **reservas estratégicas**, en las que los transportistas (TSOs) contratan o subastan capacidad. Otra opción son los **pagos por capacidad**, es decir, pagos fijos o variables asignados a ciertas plantas del parque de generación. Este es el método que utilizan en la actualidad España o Italia. El mecanismo que va a utilizar el Reino Unido a partir de 2017 son las **subastas de capacidad**, mediante el cual el TSO gestiona una subasta para garantizar la seguridad de suministro a medio plazo, tomando como base la proyección de la demanda esperada. Por último, Francia utilizará a partir de 2016 el mecanismo de **obligaciones de capacidad**, mediante el cual el suministrador tiene la obligación de satisfacer la demanda que tiene contratada, añadiendo cierto margen de seguridad predefinido.

Esta disparidad de iniciativas en los diferentes países de Europa, lógica dada la muy distinta configuración y situación del sector eléctrico en cada uno de ellos, complica la convergencia hacia un mercado paneuropeo operado de manera uniforme.

La Comisión Europea ha permitido estos mecanismos de remuneración siempre que sigan unas normativas comunitarias relativas a la competencia de mercados, es decir, en teoría no deben favorecer indebidamente unas tecnologías y productores frente a otros, ni crear obstáculos para el comercio transfronterizo. Sin embargo, en la actualidad 11 estados están bajo investigación sectorial de la Comisión Europea en materia de competencia⁸.

Para avanzar hacia el mercado único, sería necesario que los legisladores llegaran a un acuerdo de mínimos sobre cómo deberían funcionar los mecanismos de capacidad, que evitara distorsiones tanto en el mercado nacional como en el de los países vecinos, asegurando al mismo tiempo que se tienen en cuenta las particularidades de cada

8. Alemania, Bélgica, Croacia, Dinamarca, España, Francia, Irlanda, Italia, Polonia, Portugal y Suecia.

mercado. Una “receta” única e indiscriminada, no siempre es la mejor solución a problemáticas distintas.

SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Al igual que ocurre en otros países de la Unión Europea, el mercado eléctrico en España se organiza en una secuencia de mercados en función del horizonte temporal, en los que generación y demanda intercambian energía y servicios para distintos plazos.

España inició hace ya tiempo el proceso de convergencia e integración europea, empezando por la creación de un mercado ibérico diario que gestiona la empresa OMIE (España y Portugal peninsulares), en el que participan las unidades de producción y de consumo tanto portuguesas como españolas. Además, desde mayo de 2013, el mercado diario del MIBEL utiliza el mismo algoritmo de casación que el del centro norte de Europa⁹.

No obstante, al igual que en otros países europeos, existen incentivos particulares a ciertas tecnologías, como por ejemplo a las renovables o al uso del carbón nacional para garantizar el suministro, que condicionan la operación del mercado eléctrico.

Además, el aumento del peso de las renovables en el mix de producción ha incrementado la necesidad de servicios y mecanismos de ajuste que garanticen la seguridad en la operación del sistema, y de capacidad para garantizar la disponibilidad de plantas de generación convencionales, especialmente de producción con gas, que han dejado de ser rentables debido a los bajos precios del mercado mayorista. En este sentido, España tiene unas de las mayores necesidades de “back up” a causa del elevado peso de las renovables y de la volatilidad de la producción de las renovables no gestionables¹⁰.

Todo esto resulta en un mercado mayorista naturalmente complejo, dado que la gestión del sistema eléctrico español es también compleja: el “pool” es el mercado principal que se complementa con los mercados de servicios y restricciones, que han demostrado su competitividad y

9. Esto supone que el MIBEL utiliza el mismo algoritmo para resolver la casación (“Euphemia”) y que la capacidad de interconexión España-Francia, comercialmente disponible de acuerdo a los Operadores del Sistema (REE y RTE), se asigna de forma implícita en dicho mercado.

10. El ~30% de la capacidad instalada del sistema eléctrico peninsular está constituida por régimen especial no gestionable, uno de los más altos de la EU. Fuente REE.

eficiencia en costes, y con los pagos por capacidad que, en el escenario actual, son imprescindibles para garantizar la viabilidad de las plantas de producción de gas y, con ellos, la seguridad de suministro¹¹.

A pesar de contar con un mercado mayorista competitivo y eficiente, España adolece, al igual que otros países europeos, de una falta de visión a largo plazo sobre su modelo energético objetivo. De cara al futuro, sería deseable que todos los agentes responsables del diseño de dicho modelo aprovecharan la oportunidad que brinda el proceso de integración del mercado europeo para definir una política y visión a largo plazo, que asegure el cumplimiento de los tres objetivos fundamentales de toda política energética (competitividad en precios para el consumidor, garantía de suministro y cumplimiento de los objetivos medioambientales), para acometer una revisión del modelo de mercado mayorista, que proporcione a los agentes señales efectivas para el cumplimiento de dichos objetivos y, finalmente, para definir unas reglas de funcionamiento transparentes y estables a lo largo del tiempo.

Ejemplos de mecanismos de remuneración de capacidad

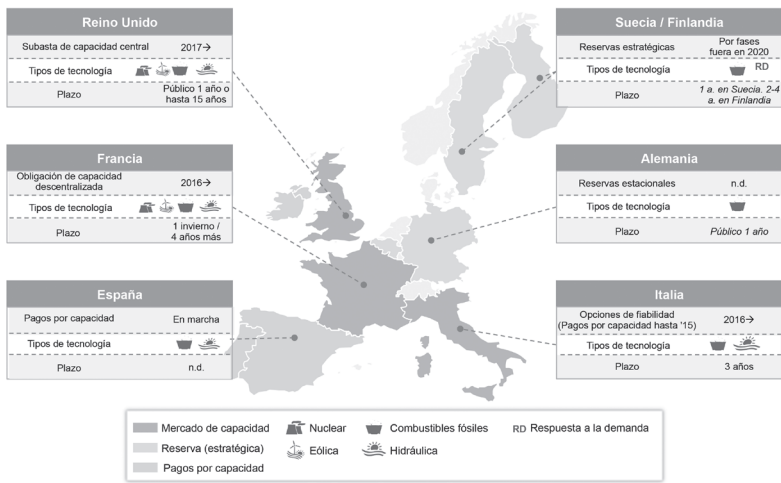


Figura 1.

11. Los niveles de precios y utilización actuales de los ciclos combinados no permiten cubrir la totalidad de los costes de estas plantas.

Liberalización del mercado minorista de electricidad y precios regulados

Fabrizio Hernández Pampaloni*

La liberalización del mercado minorista se inició en 2003 y ha ido evolucionando a medida que se reformaba la tarifa regulada, luego denominada Tarifa de Último Recurso (TUR) y posteriormente sustituida por el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC). Al mismo tiempo se han implementado desde 2009 mecanismos de protección a consumidores vulnerables, a través del denominado bono social. Como resultado, en los segmentos de grandes y medianos consumidores la liberalización ha permitido a las empresas elegir entre múltiples ofertas y comercializadores. Sin embargo, en el segmento doméstico, aproximadamente la mitad de los consumidores con derecho a suministro bajo la tarifa regulada no han ejercido su derecho de escoger suministrador. La existencia de precios regulados dificulta que el consumidor pueda pasar a tener un papel más activo en el mercado eléctrico, lo que dinamizaría este mercado en aras de una mayor competencia. Para que la liberalización minorista avance es preciso involucrar de forma más activa a los consumidores domésticos en el mercado, a la vez que se mantengan las medidas de protección social que se consideren adecuadas para los consumidores considerados vulnerables.

SITUACIÓN ACTUAL

Actualmente la tarifa regulada (PVPC) es el precio que han de aplicar los comercializadores de referencia (COR) a los consumidores

* Economista, actualmente Director de NERA. Fue Secretario de Estado de Energía.

conectados a tensiones no superiores a 1kV y con potencia contratada inferior o igual a 10kW¹, en el caso en que estos consumidores opten por esta alternativa en lugar de contratar con algún comercializador del mercado liberalizado. Por tanto, este PVPC afecta a los consumidores domésticos y a una parte de las pequeñas empresas que deseen acogerse a él, al igual que se establecía en la TUR anterior. Cerca del 50% de los consumidores con derecho a PVPC continúan prefiriendo esta opción respecto del suministro por un comercializador en el mercado.

La TUR es la denominación que permanece tan sólo para los consumidores que: 1) tengan la condición de vulnerables y 2) aquellos que, sin cumplir las condiciones del PVPC, transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en el mercado libre. En particular, los consumidores vulnerables son aquellos que cumplen ciertas características, sociales, de consumo y de poder adquisitivo, limitándose su aplicación a personas físicas en su vivienda habitual. A estos consumidores es de aplicación el bono social, que actualmente supone que el sistema eléctrico financia la diferencia entre el nivel del PVPC y el de la TUR. Este descuento actualmente es el 25% del PVPC.

La ley del sector eléctrico, en cumplimiento de lo establecido en las Directivas Europeas sobre protección de los derechos de los consumidores, establece que el suministro eléctrico debe prestarse en condiciones de regularidad, seguridad y calidad, así como a precios fáciles, fácilmente comparables, transparentes y no discriminatorios. Como protección adicional se prevén determinados procedimientos para que el consumidor pueda tramitar sus reclamaciones.

A los efectos de involucrar activamente al consumidor en el mercado, en los últimos años se han puesto en marcha una serie de medidas encaminadas a proporcionar mayor información a los consumidores domésticos tales como: 1) mejorar los procesos conflictivos entre consumidor y suministrador; 2) realizar un seguimiento de las consultas y de las reclamaciones de los consumidores; 3) fomentar un código de buenas prácticas con estándares de conducta de obligado cumplimiento por parte de las empresas comercializadoras de electricidad en su relación con los consumidores (tanto antes como después de la firma de un contrato de suministro).

1. De estos consumidores, aproximadamente el 70% dispone de potencia contratada entre 3 kW y 6 kW.

OBSTÁCULOS A APERTURA EFECTIVA DEL MERCADO MINORISTA

A pesar de que desde 2003 todos los consumidores, incluidos los domésticos, tiene derecho a escoger suministrador, en la práctica se observa que el grueso de la ofertas que los comercializadoras libres dirigen a los consumidores con derecho a PVPC es igual o muy parecida al nivel del precio regulado, siendo los descuentos que se pueden encontrar poco significativos.

La mayoría de los consumidores domésticos no participan activamente en el mercado ejerciendo su derecho a escoger suministrador de entre los comercializadores disponibles, así como entre los distintos productos ofrecidos por cada uno de ellos. Además, diversos estudios han probado que los consumidores que operan en países de la UE con mayores alternativas de elección y con mayores tasas de switching entre comercializadores, tienden a estar más satisfechos con su consumo eléctrico, en gran medida porque son capaces de encontrar alternativas, de entender y comparar con facilidad los productos ofrecidos, y no encuentran trabas para cambiar de suministrador y, si las encuentran, disponen de mecanismos ágiles y accesibles de reclamación.

Sin embargo, en el contexto de la **existencia de un precio regulado** de tipo garantista como el PVPC (es decir que procura fijar el coste regulado de la electricidad al mínimo coste posible), no cabe esperar que los consumidores inviertan activamente para mejorar sus capacidades de elección. Para mejorar la participación de los consumidores en el mercado las autoridades reguladoras deben involucrarse activamente para ofrecer mecanismos que doten de confianza, información y capacidad de reclamación a los consumidores. Algunas de estas medidas ya se han puesto en marcha por parte de la CNMC, como son la existencia de un comparador de ofertas online, la estandarización del formato de las ofertas, la publicación de las ofertas por tipo de cargo (término fijo/término variable) y la promoción de plataformas para el cambio colectivo de suministrador. Estas medidas no interfieren en el mecanismo de formación de precios de los comercializadores y por tanto no tienen coste para el consumidor.

Por otra parte, la comercialización en el segmento doméstico se caracteriza por una **estructura de mercado muy concentrada por el lado de la oferta**. Los tres principales comercializadores en el mercado suministran a casi el 90% de los consumidores de este segmento que han escogido suministrador. El índice de concentración medido por el HHI

se encuentra en este segmento cercano a 3.000, lo que indica un mercado muy concentrado (para que un mercado se considere relativamente poco concentrado este indicador generalmente no debe superar el nivel de 1.500).

Para mejorar la capacidad de elección de los consumidores es conveniente eliminar posibles **barreras a la entrada de comercializadores** en la venta minorista a este segmento. Entre estas barreras a la entrada se indican esencialmente tres: 1) la incertidumbre regulatoria; 2) la persistencia de precios regulados; 3) la falta de liquidez en los mercados mayoristas a plazo.

La incertidumbre regulatoria se refleja en las frecuentes modificaciones del nivel, la estructura y la metodología de tarifas y peajes de acceso, que determinan el coste de los precios regulados. Asimismo los consumidores no conocen hasta cuando tendrán derecho a acogerse a una tarifa regulada ni los comercializadores conocen qué condiciones se considera que debe cumplir el mercado minorista para que las autoridades reguladoras eliminen gradualmente las tarifas reguladas. La incertidumbre se reduciría si existe una hoja de ruta ligada a condiciones explícitas que deban cumplirse para eliminar los precios regulados o condicionar gradualmente su aplicación.

Los precios regulados suponen actualmente un escaso incentivo a los consumidores para buscar ofertas en el mercado. El nivel del PVPC y su forma de determinación actual en base al precio efectivo en el mercado al contado (a diferencia de precios determinados ex ante a través de precios en mercados a plazo o subastas), suponen un obstáculo para el desarrollo del mercado, por varios motivos:

- Se reduce el descuento que los comercializadores pueden aplicar sobre el coste de energía, ya sea contra su propio margen o a través de coberturas que abaraten el coste del suministro.
- Si bien la mayor volatilidad del precio para el consumidor podría inducirle a preferir ofertas de comercializadoras con precio fijo, en la práctica la gran mayoría de consumidores domésticos no disponen de contadores inteligentes por lo que son insensibles a dicha volatilidad. Además, cualquier oferta a precio fijo incluirá una prima de riesgo por lo que el coste de la misma difícilmente podrá ser inferior al PVPC.
- El coste de comercialización del COR incluido en el PVPC, aunque se basa en una estimación que puede reflejar su coste efectivo, no incluye elementos de coste que un comercializador en el mercado

liberalizado sí enfrenta (como pueden ser costes de marketing y publicidad), lo que induce a que el nivel del PVPC sea difícil de batir por las ofertas en mercado.

Por todo ello, el PVPC, no sólo no favorece la comparación con ofertas de mercado sino que ofrece un nivel de protección a los consumidores que dificulta la posibilidad de que muestren interés por ofertas en mercado, retrasando el avance de la liberalización minorista. El regulador europeo, sin embargo, ha instado en repetidas ocasiones a los reguladores nacionales a que los precios regulados se determinen de tal forma que no impidan el desarrollo de la competencia en el mercado minorista, debiendo ser eliminados cuando se alcance un nivel de competencia adecuado². Por otro lado, dadas las barreras a la entrada intrínsecas en el mercado doméstico, resultará difícil que aumente la competencia si los consumidores no adoptan un papel más activo en el mercado.

La entrada de nuevos comercializadores en el mercado minorista ha sido notable en el segmento industrial y en el de pymes pero escasa y lenta en el segmento doméstico. Debe tenerse en cuenta que este segmento se caracteriza por ser un mercado masivo al que en general las empresas de pequeño tamaño no tienen acceso, por no disponer de las economías de escala necesarias. Además, estas empresas encuentran difícil gestionar sus riesgos de precio en ausencia de un suficiente grado de liquidez en los mercados a plazo.

PROPUESTAS DE ACTUACIÓN

Es por todo ello conveniente reducir progresivamente el ámbito de aplicación del PVPC, condicionado al cumplimiento de ciertos objetivos en materia de: 1) fomento de la participación de los consumidores; 2) mejora de la supervisión del mercado; 3) protección de los derechos de los consumidores; y 4) reducción del grado de concentración de la oferta.

2. La coexistencia de PVPC y mercado libre afecta a la decisión de los consumidores de qué tipo de suministro escoger (a precio regulado o en mercado). Actualmente el nivel del PVPC es difícil de batir en el mercado. Pero incrementar el nivel del PVPC, si bien puede disuadir a los usuarios a permanecer bajo el precio regulado, podría ser aprovechado por los comercializadores para aumentar sus precios, sobre todo si persiste un gran nivel de concentración en el segmento doméstico, porque el precio regulado puede actuar como punto de referencia de las comercializadoras.

Las siguientes medidas facilitarían avanzar hacia un mercado minorista más liberalizado en el segmento doméstico. Algunas de las medidas ya se han activado por parte de la CNMC pero se considera necesario un mayor impulso a las mismas para que resulten efectivas en el corto plazo.

Medidas de fomento de la participación de los consumidores

- Facilitar el cambio de suministrador
- Mayor información al consumidor sobre las ofertas disponibles
- Difusión de encuestas de satisfacción de consumidores en mercado, con ránking de comercializadores

Medidas para mejorar la supervisión/funcionamiento del mercado

- Implementación y supervisión de medidas de buenas prácticas comerciales por parte de los consumidores
- Supervisión independiente y periódica de la satisfacción de consumidores con comercializadores, en áreas de atención comercial, contratación, reclamaciones y suministro (encuestas de satisfacción)
- Fomento del mercado a plazo

Protección de los derechos de los consumidores

- Completa transparencia en el proceso de contratación
- Obligaciones a los comercializadores de cumplir con el código de buenas prácticas comerciales
- Mantenimiento de niveles de protección para consumidores considerados vulnerables, revisando periódicamente la definición de estos consumidores en función de factores socioeconómicos

Reducción del grado de concentración de la oferta

- Eliminación gradual de PVPC, en primer lugar para consumidores con potencia contratada entre 6 kW y 10 kW y, con posterioridad

para consumidores por debajo de 6 kw que no se consideren consumidores vulnerables (es decir, no acogidos a bono social)

- Eliminación de PVPC cuando el índice de concentración HHI se encuentre por debajo de 2.000
- Compromiso explícito de autoridades reguladoras (hoja de ruta) para este calendario

NUEVO DISEÑO DEL MERCADO
ELÉCTRICO EN ESPAÑA
EMANADO DE LA UE

Hacia un nuevo modelo energético

Vicente López-Ibor*

La energía se encuentra en el centro del debate político, económico y social. La reunión internacional sobre el cambio climático que se está celebrando en París, las propuestas de los distintos partidos sobre cómo solucionar la pobreza energética o las discusiones sobre el impacto que el coste de la energía tiene sobre la competitividad empresarial son simples ejemplos de la enorme importancia del debate sobre el modelo energético.

Y en ese debate resulta esencial recordar que el principal reto al que nos enfrentamos sigue siendo cómo conseguir que el modelo energético del futuro pueda hacer compatibles los tres pilares sobre las que debe sostenerse el sistema, la seguridad del abastecimiento energético, su sostenibilidad ambiental y la competitividad económica.

Pues bien, las líneas estratégicas sobre los que construir dicho modelo que permita la compatibilidad de los objetivos mencionados serían las siguientes:

- En primer lugar la **generalización del “mix” tecnológico**. Es siempre difícil prever la evolución tecnológica, pues la realidad no siempre sigue los parámetros estimados. Ahora bien, parece evidente que para conseguir que la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero sea compatible con la seguridad y la competitividad, no es posible proscribir tecnologías ni plantearnos

* Presidente de Estudio Jurídico Internacional.

una disyuntiva entre energías buenas y energías malas, sino todo lo contrario. El mix de las fuentes de energía tiene que evolucionar precisamente en el sentido de ampliar la base tecnológica en todas las direcciones, pues todas las soluciones tecnológicas (renovables en todas sus manifestaciones, nuclear, ciclos combinados, etc.), bajo determinados parámetros (incluso, por ejemplo, carbón asociado a captura de CO₂), son necesarias para que el nuevo modelo consiga los objetivos previstos, incluyendo la mejora de la complementariedad entre las distintas fuentes energéticas (petróleo, gas, electricidad, etc..)

- En segundo lugar, la **necesidad de crear mercados energéticos multinacionales**. En contra de las opiniones vertidas sobre los efectos negativos del mercado energético, la competencia y la libre formación de precios sigue siendo la mejor alternativa para impulsar la eficiencia y la eficacia en la asignación de los recursos, en particular los energéticos.

Ahora bien, la experiencia también ha demostrado que la existencia de islas nacionales, de mercados cerrados, impide que la eficacia de la competencia se manifieste en todos sus aspectos. En consecuencia es necesario impulsar la interconexión energética entre los países y fomentar la creación de mercados internacionales donde se pueda competir tecnológica y económicamente. En este sentido, constituye un especial factor de interés el desarrollo del mercado ibérico de la energía, tanto en el ámbito del sector eléctrico como el gasista, en particular en el adecuado diseño e implantación de un Hub de gas ibérico.

- En tercer lugar, el **acercamiento entre las fuentes de producción o generación y los puntos de consumo**. Uno de los mayores impactos ambientales y económicos deriva de la necesidad de construir y mantener las grandes líneas de transmisión. Es cierto que los sistemas unificados energéticos y la necesidad de interconectar mercados hacen absolutamente necesario la existencia de líneas de transmisión, pero el acercamiento entre las fuentes de generación y el consumo reducen dicha necesidad y la ajustan a sus estrictos términos. En este sentido, el impulso de la generación distribuida, del autoconsumo, de la gestión inteligente de las redes, o del almacenamiento energético, son aspectos esenciales.
- En cuarto lugar, el **cumplimiento de los objetivos de eficiencia energética**. En la medida que el consumo de energía se configura como un elemento imprescindible para el desarrollo económico

no es posible desligar el aumento del consumo de la mejora en la eficiencia en la utilización de nuestros recursos energéticos. El consumo responsable se constituye, por tanto, en un elemento básico del nuevo modelo.

- El quinto, el **impulso de la innovación energética**. Pocos momentos en la reciente historia ofrecen una mayor amplitud y profundidad en el ámbito de las nuevas soluciones energéticas innovadoras, especialmente en la gestión de la demanda y la proximidad del consumidor final. Será tarea de los poderes, públicos, en los distintos niveles territoriales, promover e incentivar estas soluciones energéticas en beneficio, no sólo de los operadores, sino del conjunto del sector y nuestra base industrial y tecnológica.
- Y por último la **sensibilidad social**. La crisis económica nos ha enseñado a todos que la solución de los problemas económico-financieros no puede desligarse de la realidad social. De nada sirve resolver los problemas ante los que nos podamos encontrar si dicha solución genera mayor desigualdad social. En consecuencia, las respuestas a los diferentes retos energéticos frente a los que nos encontramos no puede dejar al margen el impacto social de cada una de las medidas y cuáles son los mecanismos más adecuados y eficientes, para solucionar dichos impactos.

La confluencia de todos estos aspectos requiere necesariamente de un elemento aglutinador que dé una respuesta coherente a los retos ante los que nos enfrentamos. Y dicho elemento debe partir de un nuevo marco jurídico, una nueva Ley General de la Energía, que regule de manera coordinada todas las cuestiones suscitadas. No es posible seguir regulando puntualmente cada una de las materias energéticas, desde ángulos diversos o con enfoques diferentes. Solo si existe un enfoque conjunto, en el marco de desarrollo del tercer paquete legislativo (gas e hidrocarburos), junto a la consolidación de la legislación sobre renovables y eficiencia energética, será posible resolver armónicamente los retos y las dificultades ante las que nos enfrentamos. En resumen: (1) mayor utilización del gas como apoyo a la transición; (2) mantener la capacidad de generación actual (térmica y nuclear); (3) no construir más capacidad térmica; (4) suministrar con renovables el crecimiento de la demanda; (5) corregir las distorsiones de tarifa para lograr un tratamiento equilibrado entre las tecnologías de generación distribuidas y centralizadas.

Mercado minorista europeo de electricidad; entre lo que está en juego y las oportunidades: El ejemplo de Francia

Viviane du Castel*

Los países de la Unión Europea siguen divididos en lo que respecta a la puesta en común de una política energética y del clima. Existen numerosas discrepancias entre las legislaciones nacionales y las europeas. Sin embargo, la Unión Europea tiene la intención de hacer un mercado minorista de la electricidad más duradero y más sobrio, particularmente en lo que se refiere a las emisiones de carbono. La liberalización del mercado eléctrico pretende, desde el año 2007, crear un mercado interno único de electricidad en toda la Unión Europea con el objetivo de optimizar el sector. De esta manera, se propone al cliente una oferta segura en cuanto al abastecimiento y, además, a precio competitivo. En efecto, los proveedores de electricidad pueden hacer ofertas a sus clientes basadas en el mercado mayorista (el mercado europeo de la electricidad permitiría tener un mayor volumen de oferta y demanda lo que trae consigo unos precios más competitivos), o a través de la cotización bursátil del mercado eléctrico (la plataforma de operaciones propuesta permite la entrada de ordenes anónimas y operaciones de compra-venta de electricidad).

Desde el 7 de diciembre de 2010, todos los proveedores de electricidad tienen la posibilidad de comprar la electricidad proveniente de la energía nuclear al operador histórico EDF a precio regulado, el ARENH (acceso regulado a la electricidad nuclear histórica), a condición de que

* Miembro del Think Tank CATSPAW GROUP. Doctora en Ciencias Políticas. Especialista en Energía. Directora de “Géoéconomie et Géofinance”. Profesora en ISEG-ISE-RAM e ISMEA.

esta electricidad se destine al consumo eléctrico de clientes que residan en territorio francés.

El mercado minorista europeo de la electricidad responde, fundamentalmente a tres cuestiones principales¹:

- Geoeconómicas: Producción de 3.500 Twh/an.
- Geopolíticas: Seguridad de aprovisionamiento, guerras-conflictos-tensiones, nuclear, tarifas, etc.
- Geoclimáticas: 35% de emisiones de gas efecto invernadero en Europa.



Además, dentro de la Unión Europea, las ofertas del pool energético son variadas (nuclear, hidroeléctrica, eólica, carbón, gas) y también distintas unas de otras, lo que añade complicaciones. El mercado minorista eléctrico, en estas condiciones, lo que busca es transformar los sistemas energéticos y eléctricos.

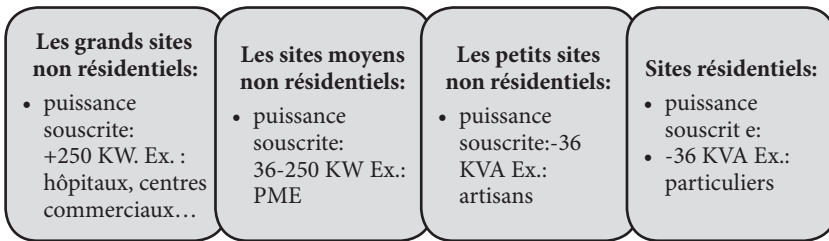
UN MERCADO ENTRE RETOS Y FRENOS INTRÍNSECOS

El mercado eléctrico afecta a todos los actores que intervienen en el mismo y en todos los estadios de la cadena de valor: producción, intercambio, consumo y uso de infraestructuras, tanto de transporte como de distribución. Dentro de este marco, el mercado minorista se ordena en cuatro grandes grupos²:

1. www.rte-france.com

2. www.edf.com

- Clientes grandes no residenciales. Potencia contratada de más de 250 Kw, por ejemplo hospitales, centros comerciales, etc.
- Clientes medianos no residenciales. Potencia contratada entre 36 y 250 Kw, PYMES...
- Clientes pequeños no residenciales. Potencia contratada hasta 36 Kw, artesanos...
- Clientes residenciales. Potencia contratada hasta 36 kW, particulares.



El mercado Europeo de la electricidad favorece la optimización de la producción apoyándose en unos modos de consumo muy heterogéneos dependientes del país y de las estaciones climáticas (verano, invierno).

En el mercado minorista europeo de la electricidad algunos factores aportan numerosas oportunidades³:

- La fluidez de los intercambios entre países.
- El refuerzo y la armonización de las interconexiones.
- La liberalización del mercado.
- La flexibilidad de las transacciones en mercados sin regular, sin costes adicionales.

Dentro de este contexto, serán los mercados minorista y mayorista los que determinen las inversiones y las innovaciones que se tendrán que emprender.

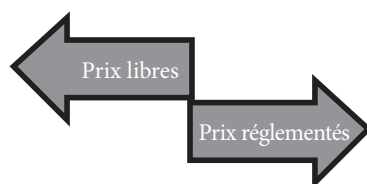
El sector eléctrico está sometido a una reglamentación (gestión de redes y gestión de distribución), que se controla básicamente a través de los reguladores.

3. www.edf.com

En este momento, la Unión Europea, lo que intenta es instaurar, en los 28 estados miembros, una organización del mercado eléctrico que permita una competencia más allá de las fronteras nacionales e inversiones coordinadas. Además, también espera actuar sobre el mercado bursátil de la electricidad, la seguridad de las transacciones, etc. Como consecuencia, el mercado minorista eléctrico deberá favorecer la seguridad del sistema durante los intercambios comerciales⁴.

UN MERCADO MINORISTA BAJO PRESIÓN

En el precio de la electricidad intervienen distintos componentes, la materia eléctrica en sí misma (los electrones), las líneas de distribución (llamada TURPE en Francia) y los impuestos. Para el mercado minorista eléctrico, desde la liberalización del mercado, existen dos ofertas. Los clientes residenciales tienen menos acceso al recurso de los precios fijos que los industriales⁵, según precios libres y precios regulados.



En los precios libres, la parte que se refiere a la procedencia de la materia eléctrica se realiza libremente por los proveedores de electricidad y está muy abierta a la competencia internacional, debido más a los operadores alternativos que a los operadores históricos. Con relación al mercado minorista, el uso de las líneas de distribución TURPE⁶ (aparte de los impuestos) va a estar soportado por el cliente. Dependerá de la categoría del cliente y es independiente del proveedor. Además, el cliente que paga el precio en una sola factura porque ha suscrito un contrato único (que es el caso general), debe pagar el gasto del transporte al que gestiona la red y la del abastecimiento al proveedor⁷.

4. www.europa.eu

5. www.developpement-durable.gouv.fr, www.cre.fr

6. La tarifa se propone por la CRE (Comisión de Regulación de la Energía) y es fijada por el Ministerio de Energía.

7. www.developpement-durable.gouv.fr, www.cre.fr

Las tarifas de venta regulada fueron fijadas por el ministerio de la energía por recomendación de la CRE. Estas tarifas son propuestas por EDF o por ELD (empresas locales de distribución). Actualmente representan el 89% de los clientes y el 68% del consumo. Las tarifas reguladas dependerán de la categoría del cliente. La tarifa se paga entonces al proveedor en una sola factura y éste a su vez abonará la parte correspondiente al transporte al responsable de la gestión de la red de transporte. De este modo, en el mercado eléctrico europeo en las tarifas ofertadas se incluyen costes variables según los proveedores (producción, abastecimiento, comercial) y costes fijos (acceso a las redes de distribución), sin contar los diferentes impuestos (en particular la contribución al servicio público de electricidad CSPE⁸, la tasa sobre el consumo final de electricidad TCFE...)

UN MERCADO AFECTADO POR LAS ENERGÍAS RENOVABLES

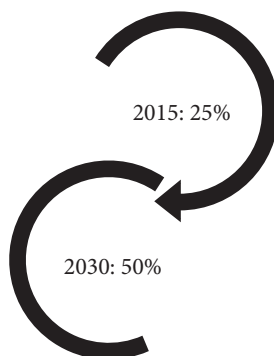
Algunos expertos consideran que en el futuro la energía nuclear irá asociada a las renovables por sus características de energía limpia⁹. Las renovables, intermitentes y aleatorias, son utilizadas cuando llegan a la red de distribución. La energía nuclear está en el pool energético. Constituye la base, la “cinta”, y es completada por la hidráulica y la térmica para hacer frente a las variaciones de potencia, la “puntilla” para asegurar el equilibrio producción-consumo.

Por otra parte, a título informativo, la salida de Alemania de la energía nuclear se hará al ritmo de un 2% (hasta un límite del 22%) de la energía de origen nuclear durante diez años, lo que se compensa con una política voluntarista basada en las energías renovables¹⁰ y en la energía térmica de

-
8. Pretende compensar las cargas de la electricidad como servicio público, soportadas por los proveedores históricos, los sobrecostes producidos por las políticas de apoyo a la cogeneración y a las energías renovables, los sobrecostes de producción en las zonas no interconectadas a la red eléctrica metropolitana continental (ZNI), las pérdidas de ingresos y los gastos suplementarios que soportan los abastecedores debidos a la puesta en marcha de la tarificación especial “producto de primera necesidad” (TPN), los gastos financieros de los operadores que financian las cargas del servicio público, el presupuesto de Mediador nacional de la energía...www.cre.fr/operateurs/service-public-de-l-electricite-cspe/mecanisme.
 9. Las diferencias del grado de madurez según los tipos de energía considerados, las limitaciones relacionadas con el aprovisionamiento de las materias primas, la desconexión entre las líneas de producción y consumo, el grado de aceptación social...
 10. En 2010, las energías renovables representaban el 17% del pool energético alemán; en 2020, crecerá hasta el 35% para alcanzar el 80% en 2050. Christian Bataille, *Énergie – L’Allemagne, un cas particulier*, Sénat, 19-22 de septiembre – 2011.

combustión, según la ley, de 29 de marzo del 2000, Eneverbaren Energien Gezet (EEG). Esto requiere importantes inversiones para el envío de la producción de la energía eólica desde los lugares de producción a los de consumo por una parte y, por otra para asegurar el abastecimiento cuando no haya producción de energía eólica¹¹.

La parte del pool correspondiente a las energías renovables no para de crecer en el mercado eléctrico europeo, ya que las previsiones son 25% para 2015 y 30% en 2030:



Sin embargo, las energías renovables son insuficientes y no están adaptadas para cubrir las necesidades energéticas y remplazar por consiguiente a la energía nuclear (aunque el problema del almacenamiento los residuos no esté totalmente resuelto).¹²

En 2014-2015, los mercados mayoristas eléctricos en Europa han disminuido. Por lo tanto, hay que hacer notar la existencia de una sobrecapacidad de producción frente a una demanda átona debido a la crisis, y a una sobreproducción debida a la llegada de las energías renovables a las redes de distribución.

En el paquete de medidas contenidas en el informe “energía-clima 2030” de la Unión Europea se espera proseguir con la transformación del sistema energético y eléctrico europeo y el refuerzo del mercado común de la energía y electricidad.¹³

11. www.enerbaren-energien.de

12. Jean-Michel Bezat et Bertrand d'Armagnac, M. *El Baradei: on ne peut pas se passer du nucléaire*, Le Monde, 29 de septiembre 2011

13. www.edf.com

De todos modos, el mercado minorista sigue todavía muy localizado ya que solo el 9% de los sitios residenciales son abastecidos por proveedores alternativos. Además, los precios se han incrementado a un ritmo del 2% anual para las tarifas reguladas, debido a los costes de las inversiones en renovación de los equipamientos para la energía nuclear en EDF, el desarrollo de energías renovables y la variación en los precios de las materias primas.¹⁴

14. www.europa.eu

Las redes de distribución: la palanca para la transición energética

Eloy Álvarez Pelegry*

En este trabajo, tras revisar, brevemente la historia más reciente, se tratan los aspectos clave que se entiende están conformando los cambios en la distribución y se llevan a cabo varias consideraciones y reflexiones sobre la regulación y el papel del distribuidor a futuro.

INTRODUCCIÓN

No podemos concebir la transformación sin el cambio. Las redes de distribución, ya desde hace años, han experimentado sucesivas modificaciones; pero puede decirse que recientemente los cambios, han comenzado a ser mucho más visibles.

Un primer hito en la historia reciente, es cuando la actividad de distribución cobró carta de naturaleza jurídica propia con la Ley 54/1997, y la posterior 17/2007, que establecen el triple y tradicional objetivo de garantizar la seguridad de suministro de electricidad, la calidad del servicio, y que todo ello sea al menor coste posible.

La “segregación” jurídica de las actividades eléctricas y la liberalización del mercado eléctrico, que con la libre elección del suministrador por el consumidor final supone cambios muy significativos a comienzos de la primera década del presente siglo. A ello, se une la creciente penetración de renovables y el desarrollo de ciclos combinados, para atender a una demanda que hasta el año 2008, crecía con fuerza.

* Director de la Cátedra de Energía Orkestra-Universidad de Deusto.

La distribución, entendiéndolo por ello, por un lado el servicio de reducir la tensión desde los niveles de transporte en alta tensión (normalmente 400-220 y 132 kV) hasta la utilización por parte de las empresas consumidoras y redes de distribución en (66-45-20 y 15 kV), se realiza en las instalaciones conocidas como subestaciones y con las infraestructuras y las operaciones propias de distribución de la energía, en esa década se modernizan, tanto en la arquitectura y topología de las redes, como en las subestaciones.

Así las tecnologías de electricidad, telecomunicaciones y digitalización acompañan a la electrotecnia, fundamentalmente para mejorar la calidad del servicio que mejora el TIEPI de la distribución¹, para tener un servicio más eficiente y con menos interrupciones. Para ello, la sensorización, la automatización, el telemando y los sistemas de operación, contribuyen al telecontrol de las instalaciones y a la mejora del suministro.

Lo anterior, por tanto, ha ido transformando las redes de distribución, impulsado por la calidad de servicio, la seguridad de operación y la eficiencia operativa. A ello no ha sido ajena una regulación, que con altibajos, ha ido acompañando el proceso y a la que me referiré más adelante.

PROTAGONISMO DE LA DISTRIBUCIÓN. FACTORES CLAVE

Desde hace unos años, la distribución cobra nuevo protagonismo y se hace más visible el papel de la transformación de las redes, de sus operaciones y de sus funciones, y en el que además, el papel transformador, sale de su ámbito más propio; ya que se amplía, se extiende e interactúa con el entorno y con numerosos agentes y partes interesadas.

Si tenemos que identificar qué factores clave hacen que la distribución cobre más peso, y el cambio tenga más ritmo, podríamos citar tres. El primero es la tendencia clara a la descarbonización, que tras poner el énfasis en la generación de electricidad, pretende abarcar el conjunto de actividades en el sector energético, y en particular la electricidad y dentro de la electricidad también la distribución. Descarbonización que a su vez pone el énfasis en las renovables y en la eficiencia energética, elementos

1. Disminuye de 9.8 hrs en 1987 a 1 hora en los últimos años. UNESA, "Contribución de las compañías que integran unesa al desarrollo de la sociedad española" (2013) y Guerra, A. y Hurtado, J., UF Distribución 1999-2008. (2009)

ambos que afectan directamente a la distribución, e indirectamente a la estructura de la generación convencional.

El segundo elemento del entorno está en que el consumidor pase de su papel de cliente a ser más activo, que genere su propia energía y tenga más protagonismo y más peso. Para ello, la distribución debe darle herramientas y, hasta cierto punto, “empujarle” para que intervenga, actúe y decida más. Tendencia ésta que hoy podemos considerar en sus inicios, y cuya evolución nos revelará en qué medida puede extenderse a cientos de miles de consumidores. El tercer elemento, puede sintetizarse en la palabra tecnología. Tecnología, que va desde los contadores inteligentes, a la sensorica, a la telegestión y al tratamiento de ingentes cantidades de datos².

Ya hemos visto que la supervisión y automatización, que podemos englobar bajo el concepto de sistemas de telegestión, no son conceptos ni aplicaciones nuevas en la distribución, pero si lo es el despliegue en los niveles de la transformación y de tensión más bajos, reforzando la telegestión en la media tensión y pasando de la media a la baja, desplegando, en éste ámbito, conceptos y tecnologías de las subestaciones a los centros de transformación.

Ahora bien, si todos podríamos estar de acuerdo en la identificación de los tres grandes bloques o temas, a saber: descarbonización, protagonismo del consumidor final, y tecnología; conviene precisar, que elementos se pueden destacar en el proceso de transformación y cambio de las redes.

En un estudio de la Cátedra de Energía de Orkestra³, donde analizamos los elementos para el desarrollo de las redes de distribución eléctrica del futuro, identificamos las tres siguientes: el primero es el despliegue de los contadores inteligentes: el segundo, la integración de las energías renovables y la generación distribuida, y en tercer lugar, y sin que por ello sea menos importante, la mejora de la calidad de servicio de suministro eléctrico, con la disminución de las pérdidas, la identificación del fraude, y la reducción de las interrupciones de suministro.

2. Es interesante señalar, que la Tecnología tiene en este sentido un ámbito que aplica a un modelo de arquitectura de redes inteligentes, que comprende el plano de los componentes, el de las comunicaciones, el de la información, las funcionalidades y finalmente el modelo de negocio. Ver por ejemplo CEN-CENELEC-ETSI. “Smart grid reference architecture” (2012).

3. Álvarez E, y Castro, U., “Redes de Distribución Eléctrica del Futuro. Un Análisis para su Desarrollo”. (2013)

CONTADORES INTELIGENTES

El despliegue de contadores⁴, está cambiando y cambiará más la distribución, ya que una vez habilitadas las tecnologías de comunicación se podrán intercambiar datos entre el contador y el sistema de telegestión de manera bidireccional⁵.

Y es que a medida que la información y la capacidad de gestión se extienda, las posibilidades de agregación de demanda a efectos de aplanación de curvas de carga, y de reducción de demanda con sus efectos sobre inversiones en transporte distribución y generación convencional, tendrán mayor potencial de transformación.

Ligado al despliegue de contadores inteligentes y de sistemas de medidas avanzados, surgen modelos de negocio, que se pueden clasificar en servicios energéticos, soluciones inteligentes para el hogar y servicios de respuesta a la demanda, en el que existen casos y empresas que aportan soluciones en los diferentes segmentos.⁶

Sin duda, están apareciendo nuevos agentes y nuevas empresas con modelos de negocio que facilitan al consumidor soluciones de integración de renovables, evitando que el consumidor tenga que llevar a cabo, las inversiones, y por tanto, facilitando la penetración de la energía distribuida. Los casos estudiados, muestran que la economía y la rentabilidad de estas empresas y/o soluciones no son obvias; y que se requiere capacidad financiera, técnica y comercial. De nuevo aquí la regulación, en la medida en que no solo enmarca los modelos, sino que también subvenciona o incentiva estas soluciones, contribuye o retrasa la penetración.

4. Que en España es obligatorio, y que se encuentra con un despliegue del 35%, a finales del año 2014, con 11.9 millones de contadores con capacidad telemedia y telegestión y 11.19, efectivamente integrados con sus correspondientes sistemas. Maqueda Hernández, L. “La Regulación de las Redes del Futuro”. Jornada Redes Eléctricas. Tecnología, Competitividad, Regulación y Nuevos Modelos de Negocio. Organizado por la Cátedra de Energía de Orkestra y Tecnalia. (2015). En adelante la denominaremos “Jornadas 2015”.

5. El RD 1110/2007 de puntos de medida, establece los requerimientos básicos siguientes: a) Energía activa y reactiva, b) Potencia máxima demandada, c) Seis periodos tarifarios, d) Almacenamiento de tres meses de curvas de carga horarias, e) Parámetros de calidad, f) Interruptor de control de potencia incorporado, g) Lectura remota, h) parametrización en remoto, i) Corte y reconexión del suministro en remoto, j) Capacidad de gestión de cargas. En marzo 2014 se publica el RD 216/2014 que establece el método del cálculo de los Precios de Venta al Pequeño Consumidor (PVPC). Este RD de hecho, impone nuevos requisitos inicialmente no previstos al sistema de telegestión. Revuelta, J.M., “Jornadas 2015”.

6. Abella, A., et al. “Smart Energy: New Applications and Business Models” Cuadernos de Orkestra (2015)

GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En España, el conjunto de la generación renovable, incluida la hidroeléctrica de gran tamaño, aportó en torno al 42% de la generación neta en 2014. La generación eólica supuso un 19% y la fotovoltaica un 3% de la generación neta⁷. En España, la penetración de renovables, y de otra generación distribuida también ha avanzado de forma importante, y ello lleva a uno de los temas de cambio y transformación de las redes, a saber la operación dinámica de la red. El carácter intermitente de la generación fotovoltaica, lleva a que el cliente consumiendo menos energía de la red sigue utilizando la misma, ya que requiere elementos auxiliares para proporcionar energía, potencia instantánea, y control de tensión y de frecuencia.

La incorporación de la generación distribuida⁸, lleva a que las redes según las zonas conviertan su tradicional función de “importadores” de energía para suministro a los puntos de consumo, en exportaciones de energía fuera de su zona, al integrar más generación distribuida que la necesaria para el consumo en su área de distribución⁹.

Por otra parte, el desarrollo de la telegestión, es una oportunidad para reforzar la operación de las redes, ya que el despliegue de comunicaciones en el centro de transformación permite acelerar la automatización y supervisión en media tensión. Además, el contador del cliente puede verse también como un sensor en la red (tensiones, desequilibrios, cortes), y adicionalmente, la infraestructura de medida desplegada permite añadir contadores adicionales en puntos neurálgicos: transformador, cabecera de líneas, etc a un coste marginal.¹⁰

Así la reposición inteligente desde el sistema de telecontrol en media tensión permite reducir los tiempos de interrupción de suministro y mejorar por tanto, la capacidad del mismo.

Es previsible que una parte sustancial de los cambios a futuro, como la generación cada vez más distribuida, la progresiva incorporación de vehículos eléctricos que a la fecha representa porcentajes de penetración muy reducidos¹¹, tal como decía anteriormente, reforzarán las necesidades de

7. El grado de penetración fotovoltaica global, en particular, pasó de ser 2,6 en 2010 a 3,6 en 2013.

8. Álvarez E. y Castro, U., “Redes de Distribución Eléctrica del Futuro”. Puede verse entre otros aspectos las definiciones de generación distribuida. Cuadernos de Orkestra (2013)

9. Al respecto puede verse en Sánchez, M., “Jornadas 2015”

10. Corera, J., “Jornada 2015”

disponer de medidas, de monitorización y control de las operaciones en baja tensión.

SOBRE LA REGULACIÓN

En el recorrido realizado hasta ahora, he tratado de reflejar los cambios del pasado más reciente, y los más actuales. En mi opinión, es evidente el proceso de transformación que están experimentando las redes de distribución. En todo ello, la regulación y la economía, tienen un papel determinante. Así la regulación ha obligado en nuestro caso al despliegue masivo de contadores inteligentes, y los subsidios, o incentivos, a ciertas renovables han espoleado su desarrollo, que también se ha facilitado por la normativa que les permite una obligación prioritaria de integración en la red por el distribuidor.

El distribuidor ha tenido tradicionalmente objetivos de calidad de servicio y de mejora y modernización de las redes. Pero es preciso reconocer que la retribución de la regulación tiene un papel clave, ya que si existe una retribución que le permita remunerar adecuadamente sus activos, y si aquella incentiva nuevas inversiones, será más fácil que las redes del futuro se transformen, alineadas con las tendencias de la descarbonización, la integración de renovables, la mejora de la calidad y la eficiencia, y la optimización de las inversiones mediante el aplanamiento de la curva de demanda.

La evolución de la retribución de la distribución en España, medida en términos de Rentabilidad sobre Activos (ROA), en comparación con el coste medio ponderado del capital (WACC), no es halagüeña. Desde el año 2003 al 2014, el ROA ha sido inferior al WACC, y si bien en el año 2009 se experimenta una cierta recuperación ésta ha vuelto a caer sufriendo la retribución sucesivos recortes, de más de 1.000 M€, desde el RD Ley 13/2012¹².

Para ayudar a la transformación, la regulación es clave. En primer lugar, no es fácil ver que la distribución sea una potente fuerza para el cambio, si las inversiones, tanto las existentes como las nuevas, no

11. De una flota de 22, 2 millones de vehículos de pasajeros, había a finales de 2014, 2.661 vehículos eléctricos y 62.811 híbridos, es decir un 0.29%. En el año 2014 se vendieron 968 vehículos eléctricos y 8.128 híbridos. AMBE (2015). IA-HEV Annual Report.

12. RD Ley 13/2012-689M€, RD Ley 2/2013-28 M€, RD Ley 9/2013-341M€. Cabetas., J., "Jornada 2015".

tienen una remuneración que permita una rentabilidad acorde con los riesgos tecnológicos y operativos. Adicionalmente, los incentivos a la mejora de la calidad y a la reducción de pérdidas, que se recortan sustancialmente en la normativa más reciente, no contribuyen a la modernización de la red.

Por otra parte, al tener ciertas inversiones en redes inteligentes, un elevado perfil tecnológico y estar sujetos al riesgo de obsolescencia con vendrá plantearse esquemas en el que este tipo de inversiones tuvieran una rentabilidad adicional respecto a las tradicionales, identificando proyectos “ad-hoc” con rentabilidades específicas.

A corto plazo, la modernización de las redes y la integración de la generación distribuida hacen que sea necesario incrementar las inversiones en redes de distribución para modernizar subestaciones, centros de transformación, sistemas de comunicación y sistemas de información ligados a los procesos de supervisión y automatización.

Este planteamiento puede tener más sentido, si se considera una política industrial que promueva la industria nacional de bienes de equipo y material eléctrico y de electrónica de potencia, que si bien tiene capacidades tecnológicas y empresariales¹³, carece de un tamaño o de la fortaleza para competir en empresas de carácter más integrado y más global en los mercados internacionales.

SOBRE EL PAPEL DE LA DISTRIBUCIÓN

Las funciones tradicionales del distribuidor; entre las se encuentran las más evidentes: operar, mantener y atender la obligación del suministro, tanto en los puntos existentes como en los nuevos, seguirán siendo funciones básicas de los distribuidores del futuro.

Pero en los próximos años, hay ciertos aspectos que previsiblemente cobrarán más protagonismo. La función del operador como agente que suministra la energía con seguridad y con mayor calidad y fiabilidad, previsiblemente será la obligación primordial, pero de forma creciente tendrá que atender requerimientos más exigentes, relativos a la incorporación de más generación distribuida conectada en media y baja tensión, al manejo de mucha más información de las redes, tanto de la resultante de la telegestión de un mayor número de puntos en la red (i.e. centros

13. Como referencia puede verse. AFBEL, “Anuario 2015” y AFME (2012), así como el capítulo 8 del Informe de Competitividad del Orkestra (2013).

de transformación), así como de una ingente cantidad de datos de los contadores de los consumidores finales.

La operación de los sistemas de distribución, requerirá la integración de nuevas tecnologías y de nuevos procesos y métodos. La operación, será más compleja, y al mismo tiempo deberá ser más segura y más fiable, y ello requerirá del distribuidor el refuerzo de su papel como agente neutral con vocación de facilitador.

No será fácil la labor del distribuidor del futuro. Requerido por nuevas y variadas solicitudes, requerimientos y objetivos, tendrá probablemente que cambiar, su función de operador a optimizador de sistemas complejos con varias funciones objetivo. Si a todo ello la regulación no ayuda y la retribución no lo facilita, no será fácil que el distribuidor sea un actor relevante en el proceso de transformación hacia nuevos sistemas energéticos¹⁴.

14. Sobre el rol del distribuidor del futuro pueden verse entre otras en las reflexiones de CEER. "The future role of DSOs. A CEER public consultation paper" (2015), EDSO. "Response to CEER public consultation on the future role of the DSO" (2015), EDSO. "Data Management: The role of Distribution System Operators in managing data" (2014), ECORYS "The role of DSOs in a Smart Grid environment" (2014), GEODE "GEODE comments to ECORYS draft final report "The role of DSOs in a smart grid environment" (2014).

Propuestas para un modelo energético sostenible en España

Pedro Linares*

Un análisis de la sostenibilidad del sistema energético debe partir de la constatación de que la disponibilidad de energía constituye uno de los elementos básicos del desarrollo humano, por lo que resulta imprescindible garantizar su acceso a toda la población en condiciones económicamente apropiadas y de forma eficiente, especialmente a aquellos que aún no disponen de acceso a formas avanzadas de energía. Por otro lado, el uso predominante de recursos fósiles –que, por otro lado, son un recurso necesariamente limitado– en la producción de energía representa una de las principales amenazas para la sostenibilidad del planeta por sus efectos sobre el cambio climático. Esta falta de sostenibilidad del modelo energético actual ha sido insistentemente señalada por las principales instituciones concernidas, tanto de ámbito mundial como europeo. Es imprescindible, pues, avanzar hacia un modelo energético más sostenible. Pero, ¿qué quiere decir esto?

Desde mi punto de vista, un modelo energético sostenible es aquel que contribuye al bienestar de la humanidad, mientras preserva los recursos ambientales o institucionales, y asegura su distribución de forma justa. Esto se traduce en la práctica en un modelo energético compatible con la protección del medio ambiente, con precios de la energía asequibles que reflejen adecuadamente los costes incurridos, que facilite el acceso universal a formas modernas de energía y que impulse la innovación. La consecución de un modelo energético que cumpla estos requisitos es uno

* Profesor de la ETS de Ingenieros del ICAI y Vicerrector de Investigación e Internacionalización.

de los mayores retos a los que se enfrenta la humanidad, y por supuesto la sociedad española.

En estas páginas resumo los retos identificados y las propuestas que formulábamos hace pocas semanas en el Informe Encuentro 2015 publicado por la Fundación Encuentro acerca de la sostenibilidad del sistema energético español.

RETOS PARA UN MODELO ENERGÉTICO SOSTENIBLE

En primer lugar, es necesario crear la conciencia social del problema y de la necesidad de solucionarlo. Y, además, hay que hacerlo inmediatamente: la larga vida de las instalaciones del sector energético crean un efecto de bloqueo, o *lock-in* tecnológico, muy pernicioso, que hace que, si no se toman las decisiones adecuadas lo antes posible, podamos estar pagando las consecuencias durante muchos años.

En cuanto a retos concretos, el primero es la descarbonización del sistema energético español. Hacen falta claramente medidas activas de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en España. De estas medidas, una gran parte debe ser asumida por el sector energético, responsable en la actualidad de un 85% de las emisiones de estos gases en España. Otro reto de gran importancia, asociado en parte al anterior, es la reducción de los contaminantes convencionales asociados a la generación de energía: SO₂ y NO_x.

Otro grupo de retos relevantes tienen que ver con los precios de la energía. Para que un sistema energético pueda ser considerado sostenible, sus precios tienen que ser asequibles. Esto tiene varios componentes que desarrollamos a continuación. En primer lugar, los precios deben ser los correctos: deben recoger de forma apropiada todos los costes en los que se incurre para que la energía pueda llegar hasta los consumidores. Sólo cuando el consumidor se enfrenta a los costes reales puede tomar decisiones de consumo verdaderamente eficientes. Esto incluye tanto los costes explícitos como los llamados costes externos, que están fundamentalmente asociados a los impactos ambientales.

En segundo lugar, una vez que los precios recojan fielmente los costes, el objetivo es que sean asequibles, es decir, que permitan, en primer lugar, el acceso a un nivel de consumo básico a toda la población (reduciendo o eliminando completamente la pobreza energética, en particular para los consumidores vulnerables que han aumentado en los últimos años)

y, en segundo lugar, un desarrollo adecuado de la sociedad y en especial de su actividad económica. En lo que se refiere a la provisión asequible de energía para el desarrollo económico, en España los precios de la energía figuran entre los más altos de la Unión Europea y, por tanto, si se quiere mantener la competitividad de la industria y los servicios españoles, es preciso lograr que estos precios no sean un obstáculo para dicha competitividad.

También en relación con la competitividad, otro reto relevante es mejorar la seguridad energética, o minimizar los eventuales daños debidos a la dependencia, fundamentalmente en su vertiente económica. España cuenta con un suministro de energía seguro y bien diversificado, y que, por tanto, minimiza la posibilidad de una falta de suministro energético, tanto en la importación de combustibles como en los sistemas de transporte de gas, petróleo o electricidad. Pero seguimos dependiendo en gran medida de combustibles como el gas o el petróleo, que están sujetos a las oscilaciones de los mercados internacionales y que muestran una gran volatilidad en sus precios. Esta volatilidad crea incertidumbre y errores en las decisiones empresariales o familiares. La solución no está en la producción nacional de estos combustibles, tal como erróneamente creen algunos, pues seguirían estando sujetos a los precios internacionales. La solución pasa por utilizar fuentes energéticas cuyos precios sean más estables.

Finalmente, y para que puedan afrontarse todos los retos anteriores, hay dos cuestiones fundamentales en las que debemos avanzar: la innovación en materia energética, y el ahorro y la eficiencia energética.

El ahorro y la eficiencia son imprescindibles para poder descarbonizar y aumentar la competitividad de la economía, para mejorar la seguridad de suministro y para reducir la pobreza energética. Sin embargo, todavía queda mucho por hacer a este respecto. Nuestro país cuenta con un elevado potencial de ahorro –de hasta el 40%, tal como han mostrado ya estudios como el de Economics for Energy de 2011–, pero no se ha movilizadado hasta el momento, en parte por falta de concienciación y educación, en parte por la ausencia de las señales adecuadas. Materializar este potencial es uno de los retos más importantes si se quiere mejorar sustancialmente la sostenibilidad del sistema.

En segundo lugar, también es necesario impulsar la innovación en energía. Por una parte, la innovación permitirá disponer de tecnologías de usos finales más eficientes y, por tanto, contribuirá al ahorro y la eficiencia; por otra, permitirá que las tecnologías renovables y de almacena-

miento sean competitivas y, al hacerlo, mejoren la seguridad energética y el impacto ambiental.

PROPUESTAS PARA LA SOSTENIBILIDAD DEL SISTEMA ENERGÉTICO ESPAÑOL

- Hay que incluir la sostenibilidad del sector energético en la agenda política, en un lugar acorde con su elevada importancia.
- Se debe impulsar de manera decidida al ahorro y la eficiencia energética. Los sectores prioritarios para estas actuaciones de ahorro y eficiencia deben ser el transporte y la edificación.
- Es imprescindible lograr una descarbonización completa del sector eléctrico para 2050, fundamentalmente mediante la penetración masiva de energías renovables, y también lograr una alta penetración de estas tecnologías en la producción de calor.
- Es necesario evaluar de manera informada y objetiva la estrategia a seguir en materia de innovación y determinar, en función de los beneficios que pueda aportar para nuestro país y de la coordinación necesaria en el ámbito europeo, las tecnologías a desarrollar y las mejores formas de estimular la innovación en ellas.
- Urge también dar una respuesta coordinada a las familias en situación de pobreza energética. Una primer medida debería ser la definición formal del consumidor vulnerable, tal y como pide la Unión Europea en las directivas sobre los mercados eléctricos y de gas. Un segundo hito habría de ser la reformulación del bono social.
- Como medida transversal, también es necesario reformar la fiscalidad energética. En el ámbito fiscal, proponemos seguir la línea ya iniciada por otros países europeos de la “reforma fiscal verde”: un cambio en la estructura fiscal en la que se crean o aumentan los impuestos ambientales (bien diseñados, no como muchos de los impuestos autonómicos españoles) y se reducen los impuestos al trabajo (cotizaciones sociales).
- Finalmente, hay que diseñar políticas de educación en materia de energía. La educación es la pieza clave que permite internalizar todas las propuestas anteriores en las actitudes de las personas y crear la presión social necesaria a favor de la sostenibilidad energética.

Instituto Choiseul España
c/ Marqués de Riscal, 11
28010 Madrid
www.choiseul.es
© 2016 Todos los derechos reservados

ISSN: 2444-4006
Depósito legal: M-24631-2015
Impreso en España
Maquetación e impresión: Diseño y Control Gráfico
Depósito Legal - julio 2015

El Instituto Choiseul es un think tank que se centra en los grandes asuntos económicos, políticos y estratégicos internacionales.

El Instituto Choiseul es un centro de investigación independiente, sin ánimo de lucro, y sin vinculaciones políticas o empresariales,

La ambición del Instituto Choiseul es crear espacios de diálogo en el cruce del mundo político e institucional, con el mundo económico y el de las ideas, a fin de dar mayor luz a los debates sobre las problemáticas internacionales y estratégicas.

En alianza con instituciones y empresas, el Instituto Choiseul pretende ayudar a los actores políticos y económicos con nuevas visiones estratégicas que contribuyan a mejorar su posición de influencia en la escena internacional.

Instituto Choiseul España
c/ Marqués de Riscal, 11
28010 Madrid
Tel : (+34) 91 308 39 37
choiseul@choiseul.es



10 €