



# El sector eléctrico, pieza clave en la transición energética

---

Tomás Gómez San Román

Lección Inaugural  
del Curso Académico

**2020/2021**



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA



Tomás Gómez San Román

# **EI SECTOR ELÉCTRICO, PIEZA CLAVE EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

Lección Inaugural del Curso Académico 2020-2021  
de la Universidad Pontificia Comillas

Pronunciada el 7 de octubre de 2020



2020

© Universidad Pontificia Comillas

ISBN: 978-84-8468-846-4

Deposito Legal: M-18916-2020

Edita: Secretaría General

Imprime: R.B. Servicios Editoriales, S.L.

# ÍNDICE

	<u>Págs.</u>
1. INTRODUCCIÓN .....	5
2. LAS TECNOLOGÍAS DEL SECTOR ELÉCTRICO DEL FUTURO .....	11
2.1. La demanda de electricidad y las redes.....	12
2.2. La generación y el almacenamiento.....	15
3. MERCADOS Y REGULACIÓN .....	21
3.1. El mercado mayorista de electricidad de emisiones cero .	22
3.2. Los consumidores en el centro de la transición energética	28
3.3. Consumidores vulnerables y pobreza energética .....	32
4. AGENDA DE INVESTIGACIÓN .....	33
4.1. Planificación, operación y control de sistemas eléctricos 100% renovables.....	34
4.2. Integración de redes energéticas de electricidad, gases re- novables e hidrógeno y calor.....	35
4.3. Digitalización y eficiencia energética en edificios, trans- porte e industria .....	36
4.4. Diseño institucional y políticas económicas y sociales para la transición.....	38
5. CONCLUSIÓN.....	39



## INTRODUCCIÓN

La concentración de emisiones de dióxido de carbono en la atmósfera alcanza las 400 partes por millón, es el valor más elevado en los últimos 800 mil años. Las emisiones mundiales han crecido desde 2 a 35 Giga-toneladas en 115 años, y en la actualidad siguen creciendo. La temperatura media global se ha incrementado en más de un grado centígrado desde la época preindustrial, a un ritmo sin precedentes. El mundo no está en la senda de limitar el aumento de la temperatura media a dos grados centígrados en este siglo. De continuar con las políticas actuales, el calentamiento global oscilará entre 3.1 y 3.7 grados centígrados<sup>1</sup>.

Desde comienzos de este siglo, la lucha contra el cambio climático, el uso racional de los recursos naturales, y el consumo y producción responsables de la energía se han constituido como objetivos clave para alcanzar un desarrollo sostenible, satisfaciendo las necesidades de las generaciones presentes y futuras.

Han pasado ya casi 20 años desde la lección inaugural dictada por el Prof. Pérez Arriaga en esta Universidad sobre Energía y Desarrollo Sostenible<sup>2</sup>, y a pesar de que el problema de la sostenibilidad estaba perfectamente identificado entonces, los avances y logros conseguidos en la lucha contra el cambio climático han sido escasos. En estos últimos años los eventos meteorológicos extremos y la superación de temperaturas récord han sido cada vez más frecuentes. El sentimiento de alarma y urgencia y la conciencia y movilización social están aumentando.

La Resolución aprobada por la Asamblea General de las Naciones Unidas en septiembre de 2015 que marcó la Agenda 2030 con los 17 Obje-

---

<sup>1</sup> (Ritchie, 2020) H. Ritchie and M. Roser, "CO<sub>2</sub> and Greenhouse Gas Emissions". Published online at OurWorldInData.org. Retrieved from: '<https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>' [Online Resource].

<sup>2</sup> (Pérez-Arriaga, 2002) J. I. Pérez-Arriaga, "Energía y desarrollo sostenible", Universidad Pontificia Comillas, Octubre, 2002.

tivos de Desarrollo Sostenible<sup>3</sup> y el Acuerdo de París<sup>4</sup> de 2016 de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático demuestran que se necesita el compromiso y acuerdo de todos para avanzar en esta difícil tarea.

Tres cuartas partes de las emisiones de gases de efecto invernadero<sup>5</sup> se deben a las emisiones de CO<sub>2</sub> que están fuertemente relacionadas con el consumo energético y la producción industrial.

Si nos fijamos en los combustibles como fuente primaria de energía, el carbón es el mayor emisor, seguido del petróleo y después del gas. Históricamente, primero se desarrolló el carbón con la primera revolución industrial en el siglo XVIII, a finales del siglo XIX se comenzó a explotar el petróleo, y fue ya en la segunda mitad del siglo XX y especialmente a partir de la primera crisis del petróleo en los años 70, cuando empezó a utilizarse el gas natural.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> que generan los habitantes del planeta pueden explicarse a través del producto de varios factores: la población del planeta, el desarrollo económico, la intensidad energética y la intensidad en CO<sub>2</sub><sup>6</sup>.

Esta ecuación nos lleva a reflexionar sobre las palancas de cambio sobre las que necesitamos actuar para poder reducir las emisiones futuras, primero alcanzando el pico y luego tratando de reducirlas hasta conseguir una economía neutra en carbono. Curiosa semejanza con lo que hemos vivido con la propagación del COVID, pero esperemos que con menores estragos en la salud y la economía.

---

<sup>3</sup> Los objetivos ligados con energía y cambio climático en la Agenda 2030 son: Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos; Objetivo 3: Garantizar una vida sana y promover el bienestar de todos a todas las edades (incluyendo la meta 3.9: reducir considerablemente el número de muertes y enfermedades causadas por productos químicos peligrosos, y por la polución y contaminación del aire, del agua, y del suelo); Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos; y Objetivo 6: Garantizar la disponibilidad y la gestión sostenible del agua y saneamiento para todos (en la medida en que el uso del agua está también muy relacionado con las fuentes de generación y consumo de la energía).

<sup>4</sup> El Acuerdo de París reafirma el objetivo de limitar el aumento de la temperatura mundial muy por debajo de los 2 grados centígrados, al tiempo que prosigue en los esfuerzos para limitarlo a 1,5 grados.

<sup>5</sup> El resto de las emisiones de efecto invernadero se deben al metano (CH<sub>4</sub>) responsable del 17% y al óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) responsable del 7% (Ritchie, 2020).

<sup>6</sup> Identidad de Kaya. (Kaya, 1997) Yoichi Kaya, Environment, Energy, and Economy: strategies for sustainability. 1997.

En los últimos 20 años, las emisiones globales de CO<sub>2</sub> crecieron un 60%.

En ese mismo período, la población del planeta ha crecido un 30%, y lo seguirá haciendo de acuerdo con las previsiones, aumentando en otro 40% hasta finales de este siglo<sup>7</sup>.

También, en ese mismo período, el desarrollo económico, medido por la renta per cápita media, ha crecido un 50%<sup>8</sup>, y es de esperar que continuemos en una senda ascendente, pero con políticas de mejor distribución de la riqueza entre países y ciudadanos.

La intensidad energética, medida como las unidades de energía necesarias para incrementar en una unidad el producto interior bruto, ha experimentado en estos últimos 20 años, una mejoría importante, reduciéndose en un 30%<sup>9</sup>. Ello significa que el modelo de crecimiento económico se va desacoplando poco a poco del consumo de energía. Esto se consigue a través de la primera palanca, la eficiencia energética, donde deberemos seguir intensificando esfuerzos.

Finalmente, la intensidad del sistema energético en carbono, medida en emisiones de CO<sub>2</sub> por cada unidad de energía consumida, en los últimos 20 años ha aumentado un 10%<sup>10</sup>. Esto son malas noticias, el sistema energético de hoy es, por unidad de energía, más contaminante que el que teníamos hace 20 años. A pesar del incremento de las renovables, la utilización del carbón especialmente en China e India es principalmente la causa de esta tendencia. Esta es la segunda palanca donde debemos actuar. Necesitamos sustituir los combustibles fósiles por combustibles renovables o libres de emisiones para satisfacer nuestras necesidades energéticas.

Para terminar este diagnóstico, no nos podemos olvidar de otros dos grandes problemas ligados con la energía y que debemos combatir también para alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible.

---

<sup>7</sup> La población del planeta ha pasado de 6 mil millones en 1999, a 7.7 en 2019 y llegará a 10.9 en 2100.

<sup>8</sup> El producto interior bruto global pasó de 54.6 a 108.1 billones de dólares entre 1996 y 2015. La renta per cápita pasó de 9100 dólares a 14000 dólares en ese período.

<sup>9</sup> El consumo global de energía primaria ha pasado de 108 a 157 mil TWh entre 1998 y 2018. La intensidad energética se ha reducido de 1.98 a 1.45 kWh/dólar en ese mismo período.

<sup>10</sup> Las emisiones de CO<sub>2</sub> han crecido de 23 Gt a 36 Gt en el período 1997 a 2017. Esto significa que la intensidad en carbono se ha incrementado de 213 a 230 gCO<sub>2</sub>/kWh en ese período.

El primero es reducir la emisión de otros gases contaminantes, dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), y de partículas en suspensión (PM<sub>2.5</sub>) que afectan a la calidad del aire, principalmente en las ciudades y en los hogares con falta de acceso a formas modernas de energía. De seguir en la senda actual, estos gases en 2050 serían responsables de hasta 7 millones de muertes prematuras. Las palancas para combatir este problema son dejar de utilizar carbón para la producción de energía eléctrica, reducir las emisiones de NO<sub>x</sub> en el transporte, y en los países en vías de desarrollo dejar de utilizar la biomasa para cocinar o utilizarla en cocinas limpias, e ir sustituyéndola progresivamente por combustibles más limpios, primero gas licuado y luego electricidad<sup>11</sup>.

El segundo, pero no menos importante, es facilitar el acceso universal a la energía. En 2017, por primera vez desde que se tienen registros, el número de personas en el planeta sin acceso a la electricidad descendió de mil millones, la mayoría en África Subsahariana. Además, todavía hay alrededor de dos mil cuatrocientos millones que siguen utilizando biomasa para cocinar<sup>12</sup>. Las palancas para avanzar en este campo son la generación solar renovable a pequeña escala junto con la electrificación rural a costes cada vez más competitivos que permiten suministrar electricidad en zonas remotas aisladas y, como se ha dicho, la utilización de formas limpias para cocinar en los hogares<sup>13</sup>.

Fruto de este diagnóstico concluimos que la eficiencia energética y la utilización de recursos renovables para la producción y consumo de energía son las dos palancas que nos deben guiar en esta transición.

En sentido amplio, podemos definir la transición energética como el conjunto de cambios necesarios en el sistema energético para contribuir a alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible y, en particular, la mitigación del cambio climático.

---

<sup>11</sup> (WEO, 2019) International Energy Agency. World Energy Outlook. 2019.

<sup>12</sup> (WEO, 2018) International Energy Agency. World Energy Outlook. 2018.

<sup>13</sup> Según (WEO, 2019) en promedio el acceso universal a modernas formas de energía para cocinar no aumentaría las emisiones de efecto invernadero. El incremento de emisiones de CO<sub>2</sub> debido a un ligero incremento en el uso de combustibles fósiles para este fin se vería compensado por las reducciones de las emisiones de metano al dejar de utilizar la biomasa como principal recurso para cocinar.

Diferentes entidades y agencias internacionales<sup>14</sup> presentan escenarios futuros de lo que puede pasar dependiendo de los cambios tecnológicos y de las políticas para su adopción.

Todos los análisis concuerdan en que se requieren avances tecnológicos y políticas energéticas decididas para alcanzar las metas de reducción de emisiones fijadas en el Acuerdo de París. Entre estas políticas se destacan: la promoción de la eficiencia energética, la descarbonización del sistema de generación eléctrica mediante renovables, y la electrificación de usos finales hasta ahora abastecidos por combustibles fósiles, tales como el transporte, la climatización de edificios y determinados procesos industriales.

El sector eléctrico es una pieza clave en esa transición, tanto por ser tecnológica y económicamente susceptible de ser descarbonizado prácticamente en su totalidad, como por poder contribuir a la descarbonización de otros sectores contaminantes: el transporte mediante la movilidad eléctrica, la climatización de edificios y la industria mediante la transformación de procesos que utilizarán combustibles verdes (hidrógeno o gases sintéticos), donde la electricidad se convierte también en el elemento transformador.

Las tecnologías de generación eléctrica basadas en renovables, solar fotovoltaica y eólica terrestre y marina especialmente, han experimentado reducciones de coste y aumentos en eficiencia espectaculares, impensables hace sólo 10-15 años. Las baterías de almacenamiento de electricidad permiten avanzar hacia un futuro del transporte mediante vehículos menos contaminantes. La iluminación con LEDs consigue ahorros de eficiencia del 90%, y las bombas de calor auguran también un futuro de la climatización de los edificios sin combustibles fósiles.

La visión europea está totalmente alineada con estas transformaciones. La Unión Europea ha venido demostrando un liderazgo mundial de innovación tecnológica y compromiso político en la lucha contra el cambio climático. Prueba de ello lo constituyen los compromisos adquiridos hace ya casi 20 años con los objetivos 2020 de reducción de emisiones, integración de renovables y eficiencia energética. El pasado año se terminó de aprobar el denominado “Paquete de Energía Limpia para todos los eu-

---

<sup>14</sup> El análisis de perspectiva global más conocido lo emite al Agencia Internacional de la Energía: *World Energy Outlook*, también las empresas Shell y BP emiten anualmente sus *Energy Outlooks*.

ropeos” que renueva estos compromisos con metas para 2030<sup>15</sup>, y el nuevo mandato de la Comisión Europea liderado por Ursula von der Leyen y la iniciativa conocida como “Un Pacto Verde Europeo”<sup>16</sup> propone todavía metas más ambiciosas para 2030 y llegar a la neutralidad en carbono en 2050.

¿Dentro de este contexto europeo, qué papel juega España? España ha desarrollado recientemente el denominado Plan Nacional Integrado de Energía y Clima<sup>17</sup>. El Plan fija los objetivos, políticas e instrumentos hasta 2030 en línea con las metas fijadas a nivel europeo. En el sector eléctrico, el Plan prevé que el 74% de la energía eléctrica producida en 2030 será de origen renovable, lo que significa un aumento del doble sobre el porcentaje observado en los últimos años, y lo alinea con la meta de alcanzar un sector eléctrico totalmente renovable antes de 2050.

En esta lección vamos a hacer un viaje como sugiere la palabra transición.

Después de reconocer que el sector eléctrico basado en energías renovables se constituye como una pieza clave en el proceso de descarbonización, en la primera parada, sin embargo, nos haremos la pregunta de cuáles son las tecnologías para que un sistema eléctrico totalmente descarbonizado y basado en energías renovables pueda suministrar la demanda en todas las horas del año manteniendo los niveles de calidad sin interrupciones en el suministro, y a un coste asequible para los consumidores.

En la segunda parada abordaremos cómo los mercados de electricidad que rigen hoy las transacciones comerciales entre productores y consumi-

---

<sup>15</sup> Según [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en), algunas de estas reformas y nuevos objetivos son: i) reformar el sistema de fijación de precios del mercado europeo de emisiones para dotarlo de mayor estabilidad, y para los otros sectores no incluidos en este mercado, fijar objetivos de reducción de emisiones nacionales y conseguir que los bosques y tierras en Europa al menos absorban el mismo volumen de emisiones que emiten, es decir se conviertan en fuentes cero de emisiones ii) en energía, fijar los objetivos de eficiencia energética en un 32,5% y de integración de renovables en un 32% para 2030 y fijar límites más restrictivos para las emisiones provenientes del transporte: vehículos y camiones. La combinación de estas medidas supondrá que los países de la Unión Europea en su conjunto podrán cumplir con el objetivo de reducir las emisiones de efecto invernadero al menos en un 40% con respecto a los niveles de 1990.

<sup>16</sup> Communication from the Commission to the European Parliament, The European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. The European Green Deal. COM (2019) 640 final, Brussels, 11.12.2019.

<sup>17</sup> [https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pnieccompleto\\_tcm30-508410.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf)

dores no están preparados para esta transición y requieren cambios importantes para su adaptación.

Al final del trayecto veremos cómo investigación e innovación son claves para alcanzar la meta deseada en el menor plazo y al menor coste. Lo mismo que sucederá con la preparación ante la permanente amenaza del COVID y las futuras pandemias por venir.

## 2. LAS TECNOLOGÍAS DEL SECTOR ELÉCTRICO DEL FUTURO

Como acabamos de señalar, el sector eléctrico está llamado a jugar un papel clave en la transición energética. Tres son los motores del cambio y tendencias que promueven el papel protagonista del sector eléctrico en la transición: descarbonización, digitalización y descentralización (las 3Ds).

La descarbonización de la economía es el requisito imprescindible para combatir el cambio climático. Como ya se ha indicado, la competitividad y costes reducidos de las tecnologías renovables de generación eléctrica, principalmente solar y eólica, junto con la eficiencia energética de los procesos que utilizan electricidad (movilidad y climatización), y la internalización de los costes de las emisiones de CO<sub>2</sub>, son los elementos claves que convierten al sector eléctrico en la opción más atractiva en plazo y de menor coste para los consumidores.

La digitalización está cambiando rápidamente el sistema económico y social. Las TICs permiten crear nuevos productos y servicios para una gestión inteligente y eficiente de los recursos. Ello proporciona oportunidades para la reducción de costes a través de medidas de eficiencia energética y de respuesta flexible de la demanda. La flexibilidad de la demanda se hace imprescindible para enfrentar las condiciones cambiantes de un sistema eléctrico con una elevada penetración de renovables<sup>18</sup>.

La descentralización se refiere al cambio de paradigma desde un sector tradicionalmente dominado por un número limitado de grandes centrales de generación hacia un sistema con miles de recursos renovables de generación distribuida de mediana y pequeña escala y con millones de con-

---

<sup>18</sup> CEER's 3D Strategy (2019-2021) Digitalization, Decarbonization, Dynamic regulation: CEER's 3D Strategy to foster European energy markets and empower consumers. Conclusions Paper. Ref: C18-BM-124-04. 9 January 2019.

sumidores activos gestionando sus recursos energéticos. Ello supone importantes retos no sólo tecnológicos, sino de organización del mercado y regulatorios<sup>19</sup> que analizaremos en el capítulo 3.

A continuación, vamos a describir cómo estos tres factores son protagonistas del cambio tecnológico que está experimentando el sector eléctrico, primero en lo relativo a las tecnologías de la demanda y las redes y luego en las tecnologías de generación y almacenamiento.

## 2.1. La demanda de electricidad y las redes

La estructura de la demanda global de electricidad no ha cambiado significativamente en estos últimos 20 años, el 50% se consume en edificios, el 40% en industrias y el 10% se pierde en la cadena de suministro desde la generación, pasando por el transporte y la distribución hasta llegar al consumo. Mirando al futuro, en el escenario de desarrollo sostenible de la Agencia Internacional de la Energía, en 2040, la demanda eléctrica mantendrá ese mismo reparto entre edificios e industria, pero incorporará la electrificación del transporte mediante vehículos eléctricos, representando el transporte el 12% del consumo total de electricidad previsto para ese año en el mundo<sup>20</sup>.

Estos tres sectores, edificios, industria y transporte, experimentarán un aumento en su cuota de electrificación, al sustituir consumos que hoy se abastecen mediante combustibles fósiles por electricidad. Veamos a continuación cada uno de estos sectores.

El consumo en los edificios domésticos y del sector servicios representa en Europa alrededor del 40% del consumo energético total y el 36% de las emisiones de CO<sub>2</sub>. La climatización (calor y frío) y el agua caliente suponen aproximadamente la mitad de la energía total consumida en los edificios. La eficiencia energética en la climatización es un aspecto clave a mejorar. Algunas recomendaciones son: imposición de estándares más exigentes para los aparatos de aire acondicionado, utilización generalizada de las bombas de calor, mejorar el aislamiento térmico, y el uso de combustibles renovables como la biomasa o la solar térmica.

---

<sup>19</sup> (Pérez-Arriaga, 2016) Pérez-Arriaga I .J. et al., 2016. Utility of the Future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition Report. ISBN: 978-0-692-80824-5. Disponible en <http://energy.mit.edu/research/utility-future-study/>

<sup>20</sup> (WEO, 2019).

En el transporte, la penetración de vehículos eléctricos aumentará significativamente. Por ejemplo, Bloomberg estima que, en 2040 en el mercado mundial, el 80% de las ventas de flotas de autobuses, el 60% de las ventas de vehículos de pasajeros y carga ligera, y el 20% de las ventas de camiones de carga pesada serán eléctricos<sup>21</sup>.

Además, la electrificación del transporte también ayudará a reducir drásticamente la contaminación acústica y ambiental en zonas urbanas, donde la densidad de población irá en aumento en las próximas décadas.

Junto al reto de conseguir baterías que permitan rangos de conducción de cientos de kilómetros, tiempos de recarga de algunos pocos minutos, un amplio rango de temperaturas de funcionamiento, ciclos de vida de al menos 10 años, y condiciones de seguridad adecuadas a costes competitivos, el reto fundamental en el corto plazo, es el despliegue de las infraestructuras necesarias para la recarga de los vehículos eléctricos. Se requieren puntos de recarga de acceso público en zonas urbanas, especialmente en aquellas donde no existan zonas de aparcamiento privado, y puntos de recarga rápida en carreteras y autopistas. A más largo plazo, con la electrificación de los vehículos pesados, también serán necesarias innovaciones tecnológicas como pantógrafos en autopistas o instalaciones de carga ultrarrápida<sup>22</sup>, dependiendo de cuánto se desarrollen las pilas de combustible con hidrógeno u otros gases renovables. La carga inteligente permitirá minimizar las inversiones en infraestructuras eléctricas de generación y transporte. Finalmente, las baterías del vehículo eléctrico también podrán prestar servicios de flexibilidad para mantener la seguridad de suministro en un sistema eléctrico renovable<sup>23</sup>.

El aumento de la penetración de la electricidad en el sector industrial es mucho más incierto. Hay sectores como el siderúrgico donde la electricidad podría aumentar su cuota con la tecnología disponible a día de hoy. También, procesos industriales en los que se podrían utilizar bombas de calor para aprovechar calores residuales aumentando significativamente la eficiencia energética. Pero, en general, la electrificación de la industria requerirá nuevas tecnologías todavía no disponibles o un aumento de com-

---

<sup>21</sup> (BloombergNEF, 2019) BloombergNEF. Electric Vehicle Outlook 2019, May 15, 2019.

<sup>22</sup> (IEA, 2019) International Energy Agency. "Global EV Outlook 2019: Scaling up the transition to electric mobility". May 2019.

<sup>23</sup> (IRENA, 2019) International Renewable Energy Agency. "Innovation Outlook: Smart charging for electric vehicles", 2019.

petitividad de las actuales. Algunos ejemplos serían los hornos eléctricos de alta eficiencia, la electrolisis a gran escala para producción de hidrógeno, o tecnologías de membrana. El mayor potencial de electrificación industrial nos lo encontramos en la producción de calor de baja y media temperatura. La electrificación de los procesos industriales que necesitan calor depende, en gran medida, de los rangos de temperaturas involucrados. En términos generales, la electrificación de procesos de temperaturas bajas y medias (menores de 200-250°C) es más fácil que la de aquellos que requieren altas temperaturas<sup>24</sup>.

Como hemos comentado, la electrificación junto con la digitalización de la demanda introducirá un cambio de paradigma en el sistema eléctrico. Tradicionalmente, la planificación y estrategia del sector se ha realizado desde la oferta considerando la demanda como un elemento pasivo. El sistema eléctrico del futuro se centrará en los consumidores, es decir en la demanda como agente activo. Los consumos en edificios y en la industria estarán altamente digitalizados, con tecnología IoT<sup>25</sup>, cumpliendo altos requisitos de estándares de eficiencia y monitorizados en tiempo real, con agregadores que gestionarán de forma coordinada y automática la flexibilidad de las cargas para contrarrestar la variabilidad de la generación renovable. En este contexto, con millones de objetos interconectados, la ciberseguridad<sup>26</sup> será un elemento clave para mantener la integridad y seguridad de una infraestructura crítica como es el suministro eléctrico.

Finalmente, las redes eléctricas, especialmente las de distribución más cercanas a los consumidores, tradicionalmente con un bajo nivel de monitorización y automatización, deberán digitalizarse. La introducción de

---

<sup>24</sup> Las tecnologías que actualmente se encuentran en el mercado para electrificar procesos térmicos son: hornos eléctricos, bombas de calor de alta temperatura (más de 100 °C), calentadores eléctricos o calentadores por microondas. También hay otras en estado de investigación como la oxí-combustión, fundición con plasma, tecnologías de hidrógeno o quemadores infrarrojos. Si estas tecnologías llegasen a ser económicamente viables, podrían incrementar considerablemente el potencial de electrificación de la generación de calor industrial. Para más detalles ver (Gerres, 2019) T. Gerres, J. P. Chaves, P. Linares, T. Gómez. "A review of cross-sector decarbonisation potentials in the European energy intensive industry". *Journal of Cleaner Production*. vol. 210, pp. 585-601. Febrero, 2019.

<sup>25</sup> IoT, internet of things es la conexión a la red de internet de los objetos cotidianos que tenemos en las casas, edificios, industrias, etc. para recibir y enviar datos, en nuestro contexto aquellos que consumen o generan energía eléctrica y se pueden controlar para gestionar su operación.

<sup>26</sup> Regulation (EU) 2019/881 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2019 on ENISA (the European Union Agency for Cybersecurity) and on information and communications technology cybersecurity certification.

contadores inteligentes en muchos de los países europeos<sup>27</sup> y la introducción masiva de las TIC están dando lugar al concepto de red inteligente o “*smart grid*”. Las redes inteligentes permitirán aumentar los niveles de prestación del servicio, a la vez que potenciarán la participación de los consumidores en los mercados. Por otro lado, las redes de transporte y de interconexión entre países deberán también reforzarse para permitir la circulación de mayores flujos debido a la variabilidad en el tiempo de los recursos renovables. En Europa, el paquete de infraestructuras<sup>28</sup> identifica aquellas nuevas interconexiones a las que se dará prioridad para su construcción en los próximos años.

## 2.2. La generación y el almacenamiento

Históricamente la generación de electricidad se ha realizado mediante centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, carbón y gas natural, mediante centrales nucleares y centrales hidráulicas, incorporándose a este mix, a partir de la última década, otras centrales de origen renovable, principalmente eólica y solar.

Según la Agencia Internacional de la Energía<sup>29</sup>, en el año 2000, el 38% de la demanda de electricidad mundial fue abastecida por centrales de carbón, seguida por centrales de gas natural, centrales nucleares, y centrales hidráulicas, cada una con un porcentaje del 18%, y el resto por otros combustibles. Casi 20 años después, en 2018, la demanda mundial de electricidad casi se ha duplicado y el mix de generación ha cambiado, aumentado la proporción de la demanda que es abastecida por centrales de gas natural y de origen renovable, mientras que se mantiene el porcentaje abastecido por carbón y ha disminuido el porcentaje suministrado por nucleares. Queda por tanto un largo recorrido para descarbonizar totalmente el mix de generación eléctrica en el mundo.

---

<sup>27</sup> (ACER, 2019) ACER Market Monitoring Report 2018 –Consumer Empowerment Volume. Octubre 2019. En este informe de la Agencia para la Cooperación de Reguladores Energéticos en Europa se enumeran los 12 países donde la instalación de contadores inteligentes supera ya a más del 50% de los consumidores. Entre ellos se encuentra España con prácticamente una cobertura del 100% de los consumidores.

<sup>28</sup> Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure.

<sup>29</sup> (WEO, 2019) International Energy Agency, World Energy Outlook 2019.

Las tecnologías de generación tienen diferentes implicaciones sobre los tres pilares que caracterizan el sector energético: la competitividad económica, el impacto medioambiental y la seguridad de suministro.

Veamos como estos tres aspectos inciden en la selección de las tecnologías de generación y almacenamiento del sector eléctrico del futuro.

La **competitividad económica** está relacionada con los costes tanto de inversión como de operación y mantenimiento de estas tecnologías. Si comparamos estos costes a día de hoy<sup>30</sup>, observamos que las tecnologías de generación renovable, centrales eólicas y centrales solares fotovoltaicas, son las de menor coste, seguidas por las centrales de ciclo combinado de gas natural, las centrales de carbón y finalmente las nucleares<sup>31</sup>. Esto junto con los beneficios ambientales y las reducciones de coste todavía por venir, justifica que la mayor parte de las inversiones previstas en nueva construcción de centrales en el mundo sean de tecnologías renovables. De aquí al 2040, las tecnologías que más crecerán serán, por este orden, la solar fotovoltaica, la eólica, los ciclos de gas natural y la hidráulica, mientras que el carbón y la nuclear se mantendrán cercanos a los valores actuales<sup>32</sup>. La Figura 1 presenta esta evolución.

Las reducciones de costes experimentadas por las tecnologías de generación renovable en la última década han sido espectaculares. Las centrales fotovoltaicas han reducido sus costes en un 89%, mientras que las eólicas en un 70%<sup>33</sup>. En un estudio desarrollado en el IIT consultando diferentes fuentes de prospectiva tecnológica se reporta que todavía se esperan importantes reducciones de coste para las próximas dos décadas. Las centrales solares fotovoltaicas seguirán reduciendo su coste con relación a los valores actuales hasta en un 40%, mientras que las eólicas lo harán hasta en un 20%<sup>34</sup>.

---

<sup>30</sup> La comparación de costes se hace mediante el LCOE de cada tecnología. LCOE es el *Levelized Cost of Energy* que representa el coste medio por kWh suministrado a lo largo de la vida de la instalación teniendo en cuenta tanto sus costes de inversión, como de operación y mantenimiento.

<sup>31</sup> Comparación basada en (Lazard, 2019) Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis. Version 13.0. November 2019.

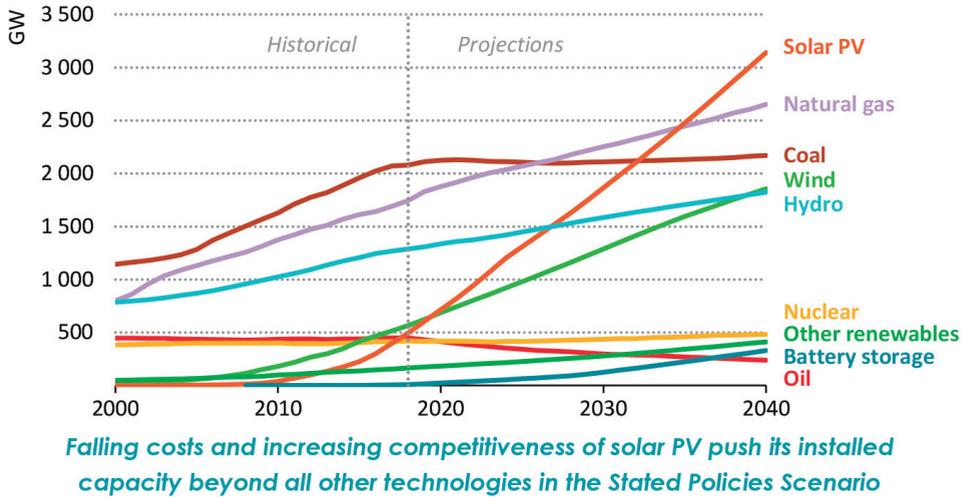
<sup>32</sup> (WEO, 2019).

<sup>33</sup> (Lazard, 2019).

<sup>34</sup> (Gerres et al, 2019) T. Guerres, J. P. Chaves Ávila, F. Martín Martínez, M. Rivier Abbad, R. Cossent Arín, Á. Sánchez Miralles, T. Gómez San Román, "Rethinking the electricity market design: Remuneration mechanisms to reach high RES shares. Results from a Spanish case study", Energy Policy 129 (2019) 1320–1330.

Figura 1

Capacidad instalada por tecnología en el mundo en uno de los escenarios de la Agencia Internacional de la Energía.



Fuente: WEO, 2019.

El **impacto medioambiental** de las tecnologías de generación también es muy importante. En la actualidad la generación de electricidad es responsable de casi el 40% del total de las emisiones de CO<sub>2</sub> mundiales relacionadas con la producción y el consumo de energía. Esas emisiones son producidas fundamentalmente por las centrales de carbón, el 75%, por las centrales de gas natural, el 20%, y el resto por centrales de diésel o búnker que todavía se utilizan en países en desarrollo<sup>35</sup>. Por tanto, para descarbonizar la generación de electricidad, la solución pasa en una primera etapa por sustituir las centrales de carbón, por renovables o por gas natural, y finalmente en una segunda etapa por reducir también la producción de generación con gas natural y pasar a un sistema totalmente basado en renovables<sup>36</sup>. Además, este proceso de transición tecnológica también tendrá otros beneficios medioambientales, ligados con la calidad del aire, por la reducción de otros contaminantes, tales como el dióxido

<sup>35</sup> (WEO, 2019).

<sup>36</sup> La intensidad de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la producción de electricidad se mide en gCO<sub>2</sub>/kWh. Así para una central de carbón este valor es de 850 gCO<sub>2</sub>/kWh, mientras que para una central de ciclo combinado con gas natural dicho valor se reduce a 330 gCO<sub>2</sub>/kWh. Las centrales de origen renovable o las nucleares no emiten CO<sub>2</sub> cuando producen electricidad.

de azufre (SO<sub>2</sub>), los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), y las partículas en suspensión (PM<sub>2.5</sub>) emitidos por las centrales de carbón y que afectan de forma importante a los entornos cercanos a dichas centrales.

Aunque las centrales nucleares, al no emitir CO<sub>2</sub>, constituyen también una solución al problema de la descarbonización de la producción de electricidad, a día de hoy no son competitivas frente a las tecnologías renovables de menores costes, tiempo de construcción, emisión de residuos y requisitos de seguridad. La mayoría de los países desarrollados que cuentan con energía nuclear<sup>37</sup>, tienen previsto el cierre programado o alargamiento de vida de dichas centrales, pero no de nuevas inversiones. La realidad es que en la década 2008-2018, en países como China con el mayor plan de desarrollo nuclear en el mundo, la producción con nuevas instalaciones de tecnología renovable dobló a la proveniente de nuevas centrales nucleares, mientras que en la India este número se elevó a tres veces<sup>38</sup>. Por el contrario, hay otros autores<sup>39</sup> que argumentan que las renovables junto con las nucleares son las dos soluciones necesarias para descarbonizar la economía a tiempo y cumplir con los compromisos de París. Investigaciones y proyectos experimentales realizados en diferentes países sobre nuevos reactores nucleares de pequeño tamaño y modulares (SMR)<sup>40</sup> presentan todavía importantes niveles de incertidumbre sobre si podrán llegar a ser una alternativa real y viable para la producción de electricidad a gran escala, de forma segura y con reutilización de los residuos radiactivos.

Finalmente, la **seguridad de suministro** es el tercer pilar que caracteriza al sistema de generación eléctrica. Por seguridad de suministro se entiende la capacidad del sistema de suministrar la demanda minimizando el número y duración de las interrupciones del servicio. Esta característica tiene distintas dimensiones temporales. En el largo plazo, años hacia adelante, asegurando que el nivel de inversiones y la diversidad de recursos, minimizando la dependencia energética del exterior, es el adecuado para hacer frente a la evolución prevista de la demanda. En el corto-medio

---

<sup>37</sup> Estados Unidos, Francia, Alemania, Bélgica, Suecia, España, y Japón.

<sup>38</sup> (Schneider, 2019) Schneider M. et al. "The World Nuclear Industry Status Report 2019", Paris, Budapest, September 2019 © A Mycle Schneider Consulting Project.

<sup>39</sup> Goldstein J. S., Qvist S. A. "A Bright Future", Public\_Affairs, New York, 2019.

<sup>40</sup> Pequeños reactores nucleares que son fabricados en serie y de forma estándar, y se transportan al lugar donde se ubican para producción. Países con programas en reactores de cuarta generación son: Estados Unidos, China, Rusia, Canadá e India, entre otros (Schneider, 2019).

plazo, meses, días y horas, asegurando la disponibilidad y gestionabilidad del recurso primario en las centrales existentes. Finalmente, en el muy corto plazo, manteniendo el balance del sistema para ajustar instantáneamente la generación y la demanda eléctricas mediante el uso de las reservas de operación.

La sustitución progresiva de centrales de carbón y en el futuro de gas natural por centrales renovables solares y eólicas, hasta llegar a un sistema eléctrico totalmente descarbonizado, plantea importantes retos que deben resolverse de tal forma que la seguridad de suministro no se vea deteriorada, manteniendo o si cabe mejorando los niveles actuales de prestación del servicio.

En los escenarios futuros 2040 y 2050 tanto de la Agencia Internacional de la Energía<sup>41</sup>, como de la Unión Europea<sup>42</sup>, como hemos visto, el porcentaje que jugará el sector eléctrico dentro del mix de consumo energético final será muy elevado. Un sistema basado en renovables plantea ventajas desde el punto de vista de seguridad de suministro, al evitar casi en su totalidad la dependencia actual de las importaciones de petróleo y gas natural que presentan los países de la Unión Europea, incluida España. Sin embargo, un sistema con alta penetración de renovables plantea importantes retos debido a la variabilidad del recurso primario, sol o viento, y su poca gestionabilidad.

En el largo plazo se necesita dimensionar el sistema con tecnologías de almacenamiento de grandes volúmenes de energía. Las centrales hidroeléctricas con capacidad de embalse y las centrales de bombeo hidráulico reversible son las opciones tradicionales y competitivas, pero desgraciadamente con limitaciones para nuevos emplazamientos en muchos países. Las centrales de gas natural inicialmente diseñadas para producir energía, también pueden utilizarse como alternativas de respaldo para los períodos de escasez del recurso renovable. En un futuro, la producción de hidrógeno licuado a partir de electricidad renovable también podrá ser un importante recurso de energía almacenada para operar de forma segura un sistema 100% renovable. Finalmente, el aumento de las interconexiones eléctricas entre regiones o países vecinos que posibiliten las importaciones y exportaciones

---

<sup>41</sup> (WEO, 2019).

<sup>42</sup> (EU, 2018b) In-Depth Analysis in Support of the Commission Communication COM(2018) 773. A Clean Planet for all: A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. Brussels, 28 November 2018.

en los períodos de variabilidad y disponibilidad del recurso renovable, podrán también contribuir a asegurar el suministro en los períodos estacionales, con meses o semanas de baja aportación eólica, o de baja irradiación solar.

En el medio plazo, para contrarrestar la variabilidad del recurso renovable, en el día a día o incluso entre las horas del día, se necesitarán tecnologías de almacenamiento que aporten flexibilidad. La gestión de la demanda, por ejemplo, mediante bombas de calor que gestionan su consumo manteniendo el confort térmico en los edificios, las baterías de recarga de los vehículos eléctricos cuando estos se encuentren conectados a la red, o baterías para el almacenamiento de la energía solar generada en las instalaciones de los consumidores residenciales, comerciales o industriales serán recursos idóneos para este fin.

En el campo de las baterías, se ha avanzado mucho en los últimos 5 años. Las baterías de ion litio, las de flujo de vanadio y de zinc, y las de carbono y plomo son las tecnologías que más han reducido sus costes y aumentado sus prestaciones, especialmente para aplicaciones de almacenamiento de hasta varias horas de autonomía y en una gran variedad de tamaños y aplicaciones, desde gran escala a pequeña escala<sup>43</sup>. Es en este campo de la investigación y el desarrollo donde se esperan y se necesitan los mayores avances en los próximos años. Mientras tanto, como decía un científico del Laboratorio de Argonne en Estados Unidos entrevistado recientemente: “todos soñamos con conducir un vehículo eléctrico, tener baterías en casa para almacenar la energía renovable que produzcamos, y que la aviación también se electrifique, pero ahora mismo me estoy quedando sin batería en el móvil”<sup>44</sup>.

Finalmente, en el muy corto plazo, minutos a segundos, a los sistemas de control y protección utilizados tradicionalmente en los sistemas eléctricos deberá añadirse la contribución de las fuentes renovables conectadas a la red a través de convertidores de electrónica de potencia. Estos sistemas aportarán una repuesta rápida y eficaz, para mantener la estabilidad del sistema frente a perturbaciones<sup>45</sup>. Las reservas muy rápidas para el

---

<sup>43</sup> (Lazard, 2019b) Lazard’s levelized cost of storage analysis – Version 5.0. November 2019.

<sup>44</sup> (Kumagai, 2020) Kumagai J. The return of the Lithium-Metal Battery in Top Tech 2020. IEEE Spectrum, January 2020.

<sup>45</sup> En un sistema eléctrico pueden ocurrir grandes perturbaciones como un cortocircuito en una línea por la caída de un rayo o la desconexión de una línea, transformador o generador o la conexión de una gran carga. La variación normal de la carga es un ejemplo de una pequeña perturbación.

mantenimiento de la frecuencia, conocidas como regulación primaria, deberán reforzarse en este contexto de alta penetración de renovables. Estos cambios tecnológicos sobre los sistemas de control y protección se irán desplegando progresivamente. No se prevé que su implantación tenga un impacto económico relevante, ya que los costes de estas soluciones, en general, son una pequeña proporción del coste total del suministro<sup>46</sup>.

### 3. MERCADOS Y REGULACIÓN

Desde finales del siglo XIX cuando se inauguró la primera planta comercial de generación eléctrica en Pearl Street en Nueva York, el sector eléctrico ha sufrido, a lo largo de su historia, múltiples transformaciones en las normas y reglas que regulan su funcionamiento. Durante el siglo XX hemos visto desde pequeños sistemas aislados, en competencia empresarial, en sus orígenes, a grandes monopolios públicos o privados, verticalmente integrados, después de la segunda guerra mundial, hasta asistir a la última transformación profunda que tuvo lugar en la última década del pasado siglo. Desde entonces, las empresas de suministro eléctrico, monopolios regulados, se convirtieron en empresas desreguladas que debían competir en los llamados “mercados de electricidad”<sup>47</sup>.

La mayoría de los países desarrollados han implantado mercados de electricidad. En particular, en la Unión Europea tenemos un mercado interior de la electricidad que, desde la primera Directiva en 1996<sup>48</sup>, ha ido evolucionando desde mercados de ámbito nacional<sup>49</sup> hasta consolidarse, a partir de la Directiva de 2009<sup>50</sup>, como un gran mercado europeo<sup>51</sup>.

---

<sup>46</sup> (Gómez, 2020) T. Gómez, P. Linares, P. Rodilla, Propuestas para la reforma del sector eléctrico en España, Papeles de Economía Española. no. 163, pp. 24-36, Abril 2020.

<sup>47</sup> (Pérez-Arriaga, 2013) I. J. Pérez-Arriaga, Regulation of the power sector. Power Systems, 61. Ed. Springer. Londres, Reino Unido, 2013.

<sup>48</sup> Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity.

<sup>49</sup> El mercado eléctrico español comenzó a operar en el año 1998.

<sup>50</sup> (Gomez, 2014) T. Gómez, R. Escobar “Building a European energy market: legislation, implementation, and challenges”. FUNCAS, 2014.

<sup>51</sup> El mercado mayorista se organiza en diferentes sesiones consecutivas en el tiempo. Se distingue el mercado diario de transacciones de compra-venta para el día siguiente, el mercado intradiario con transacciones dentro de las horas del día, y el mercado de balance con transacciones en tiempo real. En el mercado mayorista son los grandes agentes productores y comercializadoras los

Como hemos anticipado, la descarbonización, con la adopción masiva de tecnologías renovables, y la digitalización, facilitando la participación activa de los consumidores, plantean importantes retos en el funcionamiento de los mercados mayoristas y minoristas, en el diseño de los precios y las tarifas de la electricidad y en la protección de los consumidores vulnerables, poniendo a los consumidores en el centro de la transición energética.

A lo largo de este capítulo nos centraremos en describir dichos retos y proponer soluciones a los mismos.

### **3.1. El mercado mayorista de electricidad de emisiones cero**

En los primeros ya casi 20 años de funcionamiento de los mercados de electricidad<sup>52</sup>, las señales de precio han promovido inversiones en nuevos generadores, fundamentalmente centrales de ciclo combinado, para abastecer la demanda, y la eficiencia económica en la programación y el despacho de las centrales de generación: hidroeléctricas, nuclear, carbón y centrales de gas. En términos económicos, se ha cumplido que el valor medio de los precios obtenidos en el mercado, basados en el coste marginal de corto plazo del sistema, ha coincidido con el coste marginal de largo plazo de desarrollo de las inversiones en nueva generación eléctrica.

La pregunta que surge inmediatamente es si el diseño y funcionamiento del mercado actual va a permitir y facilitar la evolución futura hacia un sistema de emisiones cero.

La integración masiva de tecnologías de origen renovable, solar fotovoltaica y eólica, debido a que son tecnologías de coste variable casi cero y de disponibilidad variable e intermitente dependiendo del recurso, plantea los

---

que participan. También es común que grandes consumidores accedan directamente al mercado mayorista. Dependiendo de este mercado mayorista surgen los mercados minoristas de ámbito local en los cuales las comercializadoras venden la electricidad a los consumidores finales, residenciales, comerciales e industriales.

En el mercado diario, los generadores que venden y las comercializadoras que compran, ofertan cantidades y precios de acuerdo a su coste de oportunidad, resultando un precio de la electricidad, en cada hora, donde se cortan la curva de oferta y la curva de demanda. Adicionalmente a este mercado, los compradores y vendedores mayoristas de electricidad pueden negociar transacciones en un plazo mayor de tiempo, desde meses a como mucho uno o dos años, de forma bilateral o en otros mercados organizados, donde negocian contratos por cantidades y precios para tratar de apantallarse frente a la volatilidad de precios que presentan los mercados diarios.

<sup>52</sup> (Borestein, 2015) Borestein S. and Bushnell J. "The U.S. Electricity Industry after 20 Years of Restructuring", *Annual Review of Economics* 2015 7:1, 437-463.

siguientes problemas y retos en el diseño de los actuales mercados<sup>53,54,55</sup>.

– Los precios en el mercado tenderán a hundirse en las horas de mucha producción renovable y aparecerán puntas de precio muy elevadas en los períodos de escasez, donde otras tecnologías de respaldo o almacenamiento tengan que suministrar la demanda. Esto supone precios muy elevados en ciertas horas difícilmente trasladables y asumibles por los consumidores y con alto coste social y político.

– Si no se trasladasen los precios elevados a los consumidores, las señales de precio del mercado basadas en los costes marginales de corto plazo se desacoplarían de los costes marginales de largo plazo de desarrollo de las nuevas tecnologías (generación renovable y almacenamiento para asegurar el suministro), con lo que las inversiones requeridas no tendrían lugar.

– Además, la sustitución progresiva de los generadores convencionales térmicos, primero de carbón y luego de gas que proporcionan las reservas operativas en los mercados de balance, por tecnologías de generación renovable que en principio no poseen dichas cualidades, hace que los nuevos entrantes en estos mercados, fundamentalmente tecnologías de almacenamiento y gestión de la demanda proveyendo flexibilidad, requieran recibir señales de precio y mecanismos de contratación adecuados para asegurar su viabilidad económica que los mercados actuales no proporcionan.

En un estudio realizado en el IIT<sup>56</sup>, tomando como ejemplo escenarios futuros del sistema español en el año 2030, con elevados niveles de penetración de renovables, presentamos estos problemas y propusimos reformas y mecanismos de intervención en el diseño del mercado que a continuación detallamos.

---

<sup>53</sup> (Linares, 2018).

<sup>54</sup> (Hogan, 2017) W. W. Hogan, S. L. Pope, “Priorities for the Evolution of an Energy-Only Electricity Market Design in ERCOT”, FTI Consulting, May 2017.

<sup>55</sup> (Joskow, 2019) P. L. Joskow, Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale: the US experience, Oxford Review of Economic Policy, Volume 35, Issue 2, Summer 2019, Pages 291–331, <https://doi.org/10.1093/oxrep/grz001>

<sup>56</sup> (Gerres, 2020) T. Gerres, et al “Guiding the transition: design challenges in decarbonizing electricity markets”, in preparation.

El primer problema es cómo cambiar el diseño del mercado para incentivar las inversiones necesarias en tecnologías de respaldo y almacenamiento para asegurar el suministro. Se entiende como potencia firme aquella generación que garantiza con una elevada probabilidad su producción en cualquier momento que se le requiera. Con los costes de las tecnologías renovables, solar y eólica, el diseño del mercado actual proporcionaría inversiones suficientes para descarbonizar el sistema eléctrico reduciendo sus emisiones e integrando un total de energía renovable consistente con lo marcado en el PNIEC para el 2030<sup>57</sup>. Sin embargo, los precios en el mercado no serían suficientes para atraer las inversiones en tecnologías de almacenamiento o de respaldo que proporcionen esa potencia firme y necesaria para mantener la seguridad de suministro. La solución viene de la mano del mercado de capacidad, donde los promotores de estas inversiones encontrarían la rentabilidad necesaria para las mismas. Este mercado adicional, que ya se ha implantado en varios países de Europa y América<sup>58</sup>, supone que el precio final de la electricidad resultante del diseño actual del mercado de sólo energía se vería incrementado con un producto nuevo, capacidad firme, que a medida que aumente la penetración de renovables adquirirá mayor relevancia. La contribución de las propias renovables a este producto de capacidad firme es un tema que también requerirá mayor atención en el futuro<sup>59</sup>.

El segundo problema consiste en cómo atraer las inversiones en renovables necesarias para cumplir los objetivos de descarbonización fijados por los gobiernos, cuando estos objetivos excedan los niveles de penetración que el mercado de forma natural justificase. Por ejemplo, en los estudios realizados, se ha considerado un objetivo más ambicioso de penetración de renovables o se ha puesto un precio a las toneladas emitidas de CO<sub>2</sub> por las tecnologías basadas en combustibles fósiles, ciclos combinados de gas, superior a los valores que el mercado de CO<sub>2</sub> está presentado en la actua-

---

<sup>57</sup> Las emisiones se reducirían de 246gCO<sub>2</sub>/kWh, en 2018, a 65gCO<sub>2</sub>/kWh y la penetración de renovables llegaría a un 76% de la energía total consumida.

<sup>58</sup> (Söder, 2020) Söder L. et al. "Review of wind generation within adequacy calculations and capacity markets for different power systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 119, 2020, 109540, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109540>.

<sup>59</sup> (Mastropietro, 2019) P. Mastropietro, P. Rodilla, C. Batlle. De-rating of wind and solar resources in capacity mechanisms: A review of international experiences. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. vol. 112, pp. 253-262, Septiembre, 2019.

alidad<sup>60</sup>. La primera conclusión del análisis es que existe un coste adicional para los consumidores al tener que incorporar tecnologías más limpias, en un volumen superior al que estrictamente resultaría de la lógica del mercado. Existen, al menos, dos intervenciones regulatorias que, conduciendo al mismo fin, alcanzar las metas fijadas, tienen efectos distintos sobre el mix tecnológico resultante y los instrumentos de precio y contratación en el mercado.

Un primer instrumento sería proporcionar una remuneración adicional a la del mercado para estas tecnologías renovables hasta alcanzar los objetivos fijados. Una posible implantación de este instrumento<sup>61</sup>, podría ser a través de contratos a largo plazo resultantes de licitaciones competitivas organizadas por el gobierno, las conocidas subastas de renovables<sup>62</sup>. En estas subastas organizadas en muy diferentes modalidades, el vendedor de la energía renovable obtiene un precio asegurado por varios años que le permite financiar y rentabilizar la inversión. La prima de riesgo extra de estos contratos sobre el valor esperado de los ingresos en el mercado de energía aumentaría conforme aumentase las metas fijadas de descarbonización. Bajo este mecanismo, en los estudios realizados, se observa que a medida que las metas aumentan, el sobrecoste aumenta exponencialmente. El resultado muestra que con niveles de penetración de renovables superiores al 80%, aparecen también importantes excedentes que no se pueden aprovechar, vertidos, de dicha energía. Esto es debido a que las señales de precio observadas en el mercado no ofrecerían suficientes incentivos para invertir en tecnologías como el almacenamiento, o la flexibilidad de la demanda, que podrían aprovechar y almacenar esta energía que de otra forma se desperdiciaría.

La otra alternativa podría ser elevar los precios de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Estos precios son internalizados por las tecnologías fósiles en sus ofertas y

---

<sup>60</sup> En este escenario se alcanza un 80% de penetración de renovables, o la tonelada de emisiones de CO<sub>2</sub> tiene un precio de 80 €/tCO<sub>2</sub>, en lugar de los 25€/tCO<sub>2</sub> actuales. Las emisiones del sistema eléctrico se reducen entre 35 y 45gCO<sub>2</sub>/kWh dependiendo de los escenarios de crecimiento de la demanda.

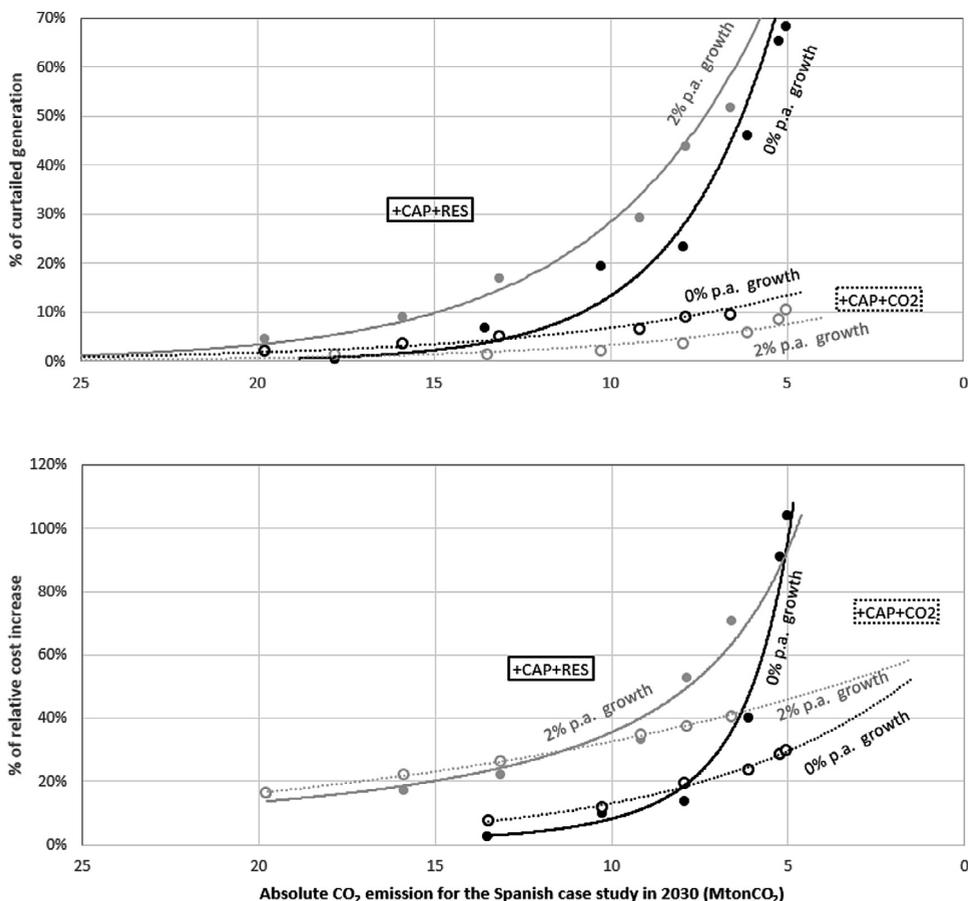
<sup>61</sup> Otra alternativa también utilizada en algunos países es fijar las obligaciones de compra renovable a las comercializadoras para alcanzar los niveles de penetración fijados y establecer un mercado de certificados verdes, donde los generadores venden estos certificados y las comercializadoras que compran su energía también compran los certificados asociados.

<sup>62</sup> (Keay, 2019) M. Keay, D. Robinson, "The limits of auctions: The Limits of Auctions: reflections on the role of central purchaser auctions for long-term commitments in electricity systems", Oxford Institute for Energy Studies, April 2019. ISBN 978-1-78467-134-1. DOI: <https://doi.org/10.26889/9781784671341>.

por tanto aumentan los precios obtenidos en el mercado eléctrico, afectando tanto a los ingresos de los productores como al pago de los consumidores. En este caso, los precios observados en el mercado proporcionarían los incentivos correctos para que hubiera más inversión en tecnologías renovables y en tecnologías de almacenamiento o flexibilidad de la demanda, minimizando los vertidos de renovables y los sobrecostos del suministro para elevados niveles de penetración, tal y como se presenta en la Figura 2.

Figura 2

Evolución de vertidos renovables y coste de la energía al aumentar la tasa de penetración de renovables y por tanto reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en el sistema español, en el caso de remuneración adicional a las renovables (+CAP+RES) y en el caso de precios más elevados del CO<sub>2</sub> (+CAP+CO<sub>2</sub>)



Fuente: Gerres, 2020.

Finalmente, otro debate regulatorio de actualidad en el contexto de la transición energética, es la discusión de si para dinamizar las inversiones en renovables se necesitan subastas organizadas por los gobiernos o basta con contratos de largo plazo libremente negociados entre generadores renovables y compradores de esa energía, conocidos como PPAs<sup>63</sup>. Las subastas organizadas tienen como contraparte compradora la demanda del sistema a la que se le transfiere por un número elevado de años el precio resultante de las mismas. Si las subastas funcionan con una adecuada planificación y eficiencia, los resultados para los consumidores pueden ser ventajosos<sup>64</sup>. Sin embargo, puede suceder lo contrario, y como todo mecanismo sujeto a intervención, puede resultar oneroso para los consumidores, si, por ejemplo, se produjesen posteriores avances en la tecnología que hubieran aconsejado no contratar elevados volúmenes en el pasado<sup>65</sup>. Por otra parte, existen otros especialistas que argumentan que los PPAs, convenientemente estandarizados, para que surja un mercado líquido, y una vez conocidos por los inversores y las instituciones de préstamo, serían suficiente para dinamizar las inversiones requeridas en renovables<sup>66</sup>.

La necesidad de ir alcanzando las cuotas de producción renovable marcadas por los gobiernos bajo la supervisión europea, así como el interés de los inversores de situar su producción en el mercado antes que sus competidores, junto con las expectativas de bajada de costes y aumento de eficiencia que convierten a las renovables en tecnologías muy competitivas, irán despejando la incógnita de qué papel jugarán en el futuro los contratos

---

<sup>63</sup> PPA son las siglas de Power Purchase Agreement. Según BloombergNEF del total de la capacidad añadida de renovables en 2018, 120 GW, aproximadamente la mitad se contrató a través de subastas organizadas y un 10% a través de PPAs.

<sup>64</sup> (Neuhoff et al., 2019) Neuhoff et al “Building blocks for a climate-neutral European industrial sector. Policies to create markets for climate-friendly materials to boost EU global competitiveness and jobs” ©2019 Climate Strategies. Neuhoff argumenta que la transición a un sistema basado en renovables incluyendo la necesidad de descarbonización de la industria pesada, sería un 30% más costosa y más difícil de conseguir con la rapidez deseada, si en lugar de realizar contratos de largo plazo respaldados con garantías del gobierno, por ejemplo, mediante contratos por diferencias, únicamente se tuvieran contratos PPAs entre las partes.

<sup>65</sup> Esto ya ocurrió en el sistema español con las subvenciones otorgadas a ciertas tecnologías mediante tarifas a precio fijo que durante bastantes años están siendo recuperadas en la tarifa eléctrica de todos los consumidores.

<sup>66</sup> Por ejemplo, EFET (European Federation of Energy Traders) ha estandarizado un formato de contrato tipo PPA para que los agentes del mercado puedan utilizarlo de forma sistemática disminuyendo los riesgos percibidos por las partes y también por los agentes financieros. Ver <https://www.efet.org/standardisation/cppa/>

PPAs en convivencia, o no, con las subastas organizadas con las garantías de los estados.

### **3.2. Los consumidores en el centro de la transición energética**

La nueva directiva europea sobre el mercado interior de la electricidad define al consumidor activo como aquel que puede consumir, generar o almacenar su propia energía y participar de forma activa en el mercado, bien directamente o a través de agregadores. También la directiva da paso a lo que se conoce como comunidades energéticas, agrupaciones de consumidores que gestionan bajo una entidad societaria, sin ánimo de lucro, de forma coordinada, sus propios recursos energéticos<sup>67</sup>.

En este panorama es importante identificar los cambios a introducir en los mercados minoristas y las tarifas eléctricas para dinamizar la transición, promoviendo por parte de los consumidores la eficiencia en el uso de los recursos y optimizando los costes e inversiones necesarias.

Para situar a los consumidores en el centro de la transición, son necesarias importantes reformas tanto en los impuestos que gravan la factura eléctrica, como en la propia estructura de las tarifas.

#### ***Precios de la electricidad y estructura tarifaria***

Las tarifas eléctricas que tenemos en España se sitúan en la gama alta de las europeas<sup>68</sup>. También, cuando analizamos los costes que pagamos a través de la tarifa, el 45% corresponde a la energía que se compra en el mercado, el 20% al coste de las redes de transporte y distribución, y el resto, el 35%, a los costes de políticas ambientales y energéticas junto con las tasas e impuestos<sup>69</sup>.

---

<sup>67</sup> Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU.

<sup>68</sup> Las tarifas en España para consumidores se sitúan en el 5º puesto por arriba, por encima de la media europea. Para consumidores industriales ocupamos el 10º puesto ligeramente por debajo de la media europea (primer semestre del año 2019). [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity\\_price\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics)

<sup>69</sup> (ACER, 2019b) ACER Market Monitoring Report 2018 – Electricity and Gas Retail Markets Volume. 30/10/2019.

La primera cuestión que debemos plantearnos es si los costes de las políticas medioambientales y el resto de tasas e impuestos que gravan la factura eléctrica pueden resultar un obstáculo para esta transición<sup>70</sup>.

Se echa en falta y es necesaria una reforma fiscal energética y ambiental basada en el principio de “quien contamina paga”. Bajo la misma, se deberían aplicar impuestos a los combustibles que internalicen las externalidades de las emisiones de CO<sub>2</sub> y otros contaminantes (p.ej., NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y partículas) promoviendo una competencia efectiva entre combustibles y facilitando la transición.

También, habría que preguntarse en qué medida los costes de políticas pasadas, como los derivados del soporte a las energías renovables, junto con otros costes de políticas públicas (ayudas a los sistemas insulares y el déficit de tarifa) deberían sacarse de la tarifa y asumirse directamente por los Presupuestos Generales del Estado, para de esta forma dinamizar la transición.

Un segundo aspecto a tener en cuenta es la propia estructura tarifaria<sup>71</sup>. En un contexto de descarbonización y digitalización<sup>72</sup>, debemos evolucionar hacia una estructura tarifaria más avanzada que la actual. La tarifa debe recuperar los costes, incentivar la eficiencia en las decisiones que tomen cada día los consumidores activos, cada vez más numerosos, y proteger a aquellas clases de consumidores más desfavorecidas o aquellos sectores industriales amenazados por la deslocalización, como la industria electro-intensiva.

Los costes de la energía en el mercado deben cargarse con una mayor discriminación temporal, distinguiendo entre las horas de precios altos, precios medios y precios bajos. Esto ya es posible, con los contadores inteligentes, incluso para consumidores residenciales. Además, los precios

---

<sup>70</sup> La electricidad compite con los combustibles fósiles, gas natural, gasolina y diésel para abastecer las necesidades de climatización en edificios y de movilidad en el transporte de pasajeros y mercancías.

<sup>71</sup> Los términos que componen los cargos que el consumidor paga mensualmente en el recibo pueden ser: por la energía consumida (€/kWh), por la potencia contratada que le da derecho a un máximo en la utilización de la infraestructura (€/kW), o por una suscripción por estar conectado a la red independiente del uso que se haga de la energía (€/consumidor). En España los cargos en la factura corresponden sólo a los dos primeros conceptos: energía y potencia.

<sup>72</sup> En España, en los últimos años, los contadores digitales de energía también llamados “contadores inteligentes” se han desplegado prácticamente al 100% para todos los consumidores.

en el mercado pasarán a calcularse en períodos de 15 minutos, en lugar de precios horarios como tenemos ahora. Como hemos dicho la gestión inteligente del consumo de forma totalmente automatizada cada día será más fácil. El consumidor sólo tendrá que preocuparse de mantener el confort en su vivienda.

También, gracias a los contadores inteligentes, podemos diseñar cargos eficientes para recuperar el coste de las redes.

En muchos países, los costes de las redes eléctricas de transporte y distribución se han socializado y se pagan de forma proporcional a la energía consumida. Esta práctica también debe cambiarse.

Las redes se dimensionan para llevar la potencia máxima, aunque esta condición se de en sólo unas pocas horas en el año. Por tanto, el coste incremental de las redes debe pagarse por potencia y además por la potencia coincidente con la máxima utilización de las mismas. Podemos diseñar cargos que, según el nivel de utilización de la red, y gracias a los contadores inteligentes, diferencien la potencia contratada o la potencia máxima dependiendo de los períodos del día dentro del año<sup>73</sup>. Además del coste incremental, el coste residual, que corresponde con activos de red que tienen un nivel de utilización bajo, debería recuperarse mediante un cargo fijo independientemente de la utilización de dichos activos.

Finalmente, tanto los costes residuales de red como los costes de políticas energéticas no se deben cargar según la energía consumida. Algunos sostienen que traducir los costes fijos a cargos volumétricos por energía reforzaría los incentivos al ahorro energético o al autoconsumo, pero lo cierto es que ello conduciría a un sistema no sostenible en el largo plazo, donde a pesar de disminuir el consumo neto, los costes no lo harían, incrementando las tarifas de energía y dando lugar a subsidios cruzados entre consumidores que invierten en las nuevas tecnologías y los que no lo hacen. Si lo vemos desde el punto de vista del consumidor con un alto nivel de renta, que instala paneles solares en su vivienda unifamiliar, éste estaría siendo subsidiado por consumidores de menores rentas que no tienen esas posibilidades.

---

<sup>73</sup> Los cargos en los períodos de punta serán mayores que en los períodos de valle, y los consumidores podrán gestionar su potencia máxima en su beneficio y en beneficio también del sistema, pues estamos induciendo comportamientos eficientes para disminuir las inversiones futuras maximizando el uso de las redes existentes.

La solución a estos efectos de distribución de rentas pasa por cargar estos costes mediante un pago fijo por consumidor, diseñado de tal forma que tenga en cuenta el poder adquisitivo o el nivel de renta del mismo<sup>74</sup>. Esto resulta muy innovador, pues las tarifas tradicionales nunca han contemplado esta posibilidad. Hasta ahora las compañías eléctricas no han dispuesto de datos y análisis para ello. En varios estudios realizados por investigadores en el IIT<sup>75</sup> y en el MIT<sup>76</sup> se han propuesto varias alternativas para buscar soluciones que puedan ser aplicadas en la práctica<sup>77</sup>.

Serían estos cargos fijos para recuperar los costes de las políticas energéticas y medioambientales los que también deberían reconfigurarse para poder reducir la factura de los consumidores vulnerables, en situaciones de pobreza energética, o también para reducir la factura de los consumidores industriales electro-intensivos amenazados por la competencia global, tal y como lo contempla la normativa europea<sup>78</sup>.

Finalmente, los consumidores, bien directamente en el mercado o a través de empresas agregadoras de servicios, podrán obtener ingresos del mercado, reduciendo su factura, cuando proporcionen servicios de flexi-

---

<sup>74</sup> (Pérez-Arriaga, 2016).

<sup>75</sup> (Morell, 2019) N. Morell, R. Cossent, J. P. Chaves, P. Rodilla, T. Gómez, 2019. “Respuesta a la Consulta pública previa a la elaboración del Real Decreto por el que se establece las metodologías de cálculo de los cargos del sistema eléctrico del Ministerio para la Transición Ecológica”. *Working Paper* IIT-19-063A. Junio 2019, disponible en [https://www.iit.comillas.edu/publicacion/mostrar\\_publicacion\\_working\\_paper.php.es?id=365](https://www.iit.comillas.edu/publicacion/mostrar_publicacion_working_paper.php.es?id=365)

<sup>76</sup> (Burger, 2019) Burger S. “Rate Design for the 21st Century: Improving Economic Efficiency and Distributional Equity in Electricity Rate Design” MIT PhD thesis, 2019.

<sup>77</sup> Una alternativa es utilizar el valor catastral, o el Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI), como indicadores del poder adquisitivo del consumidor. Otra alternativa sería utilizar el nivel de renta medio del municipio o barrio donde se encuentra la vivienda del consumidor. Otra alternativa podría ser utilizar los consumos históricos de potencia contratada o de energía consumida en los últimos cinco años, o utilizar directamente la potencia contratada en horas pico-llano, para evitar barreras a la recarga de vehículos en horas valle. Se trata de buscar un diseño robusto, donde las contribuciones del consumidor a cubrir los costes fijos del sistema no varíen por el hecho de netear su consumo mediante generación propia, o reducir su potencia máxima mediante baterías, o agruparse en comunidades energéticas para reducir su factura de potencia contratada. En definitiva, se trata de un diseño que sea justo y equitativo para los consumidores y no distorsione las señales eficientes de los precios de la energía en el mercado y los cargos de utilización de las redes.

<sup>78</sup> La Comunicación 2014/C-200/01 de la CE “Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020” contempla la exención de cargos correspondientes a retribución adicional de energías renovables para consumos industriales intensivos en energía.

bilidad variando su consumo. La flexibilidad en un mercado con alta penetración de renovables será un producto de alto valor económico. Los operadores del sistema necesitarán la flexibilidad, tanto para mantener el balance instantáneo entre generación y demanda, como para la gestión de las redes con flujos de energía con alta variabilidad y mayores congestiones en el uso de las mismas.

### **3.3. Consumidores vulnerables y pobreza energética**

Los cambios tecnológicos y los esfuerzos económicos ligados a la transición energética no pueden dejar desprotegidos a aquellos sectores de la población menos preparados o más desfavorecidos.

Como hemos comentado, el acceso a la electricidad está todavía lejos de ser una realidad para todos los habitantes del planeta. Especialmente los esfuerzos se concentran sobre todo en el África Subsahariana, donde, de aquí al 2030, se debería dotar de acceso a más de 600 millones de personas. Las inversiones necesarias sólo son el 2% del total de las estimadas globalmente para la transición energética en el mismo período<sup>79</sup>, sin embargo, los aspectos institucionales y sociales constituyen el mayor desafío.

Por otra parte, la política europea es clara en identificar el problema de la vulnerabilidad, obligando a los Estados Miembros a definir la situación de “consumidor vulnerable” y adoptar medidas de protección para ellos<sup>80</sup>.

En la definición de consumidor vulnerable pueden intervenir criterios tales como: bajos ingresos, la proporción de los ingresos que se dedica a cubrir las necesidades energéticas, niveles de eficiencia energética en los hogares, dependencia de equipos eléctricos por causas de salud, edad u otros.

Investigadores de la Cátedra de Energía y Pobreza de la Universidad Pontificia Comillas han analizado varios de estos aspectos para el caso de España<sup>81</sup>.

---

<sup>79</sup> (WEO, 2019).

<sup>80</sup> Directive (EU) 2019/944.

<sup>81</sup> El porcentaje de hogares en España que se encuentran en situación de pobreza energética dependiendo de diferentes indicadores aumentó tras la crisis económica y en la actualidad oscila en un margen que se sitúa entre un valor mínimo del 7% y un valor máximo que podría llegar al 17%.

La Estrategia Nacional contra la pobreza energética plantea por primera vez un enfoque integrado de ejes de actuación y medidas concretas identificando los organismos responsables para combatir el problema<sup>82</sup>.

A parte de las diferentes medidas paliativas, como las ayudas económicas conocidas como el bono social eléctrico y el bono social térmico, los investigadores de Comillas señalan que se necesitan medidas estructurales, tales como la rehabilitación energética mejorando el nivel de aislamiento de las viviendas, y la mejora de la eficiencia energética de las instalaciones, por ejemplo, la sustitución de las calderas de gas. En los estudios realizados se muestran periodos de retorno de la inversión y reducciones de las emisiones de CO<sub>2</sub> por cada euro invertido muy atractivos, que confirman la importancia de abordar el problema con las medidas estructurales mencionadas<sup>83</sup>.

Es necesario que las iniciativas legislativas en marcha a nivel europeo y estatal aborden este problema con la profundidad necesaria con el objetivo de conseguir una transición justa para todos. Los investigadores de Comillas inciden en que desde la academia necesitamos un enfoque transdisciplinar agrupando saberes desde la ingeniería, arquitectura, trabajo social, derecho y empresariales para juntos encontrar las pautas de diálogo y soluciones que nos permitan combatir y erradicar el problema.

## 4. AGENDA DE INVESTIGACIÓN

Los retos tecnológicos, económicos y regulatorios que plantea la transición energética en las próximas décadas son tan importantes que se necesita un plan ambicioso y estructurado de investigación e innovación para abordarlos al menor coste y de forma justa para la sociedad en su conjunto.

---

Según Eurostat, en el período 2008-18 los precios de la electricidad para consumidores residenciales en España se han incrementado en un 59%, los del gas en un 34%, ambos muy por encima de la inflación que lo hizo en un 12,7%.

<sup>82</sup> Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024. Disponible en [https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategianacionalcontralapobrezaenergetica2019-2024\\_tcm30-496282.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategianacionalcontralapobrezaenergetica2019-2024_tcm30-496282.pdf)

<sup>83</sup> (Arenas, 2019) E. M. Arenas, R. Barrella, M. Burzaco, P. J. Cabrera, E. Centeno, M. E. Escribano, J. W. Ibáñez, J. I. Linares, P. Linares; J. C. Romero, P. Sanz, "La Pobreza Energética en España" en Informe España 2019, editado por la Cátedra José María Martín Patino de la Cultura del Encuentro. 2019.

El Instituto de Investigación Tecnológica de Comillas (IIT) viene desarrollando durante más de 35 años investigación aplicada en contacto con la industria en el campo de la energía y del transporte. La agenda de investigación del instituto siempre ha estado vinculada a resolver los problemas que preocupan a la sociedad y a la industria.

En este capítulo vamos a describir algunas de las líneas prioritarias de actuación con las que el IIT quiere aportar su granito de arena a la tan necesaria transición energética en los próximos años<sup>84</sup>.

#### **4.1. Planificación, operación y control de sistemas eléctricos 100% renovables**

El acoplamiento de la generación renovable a la red mediante convertidores electrónicos de potencia, presenta importantes retos para asegurar la estabilidad y control de un sistema con cada vez menor inercia mecánica. La formación de microrredes que pueden asegurar su funcionamiento en isla, y el acoplamiento de las mismas a través de sistemas de control multifrecuencia descentralizados, pero coordinados centralizadamente, basados en un sistema de comunicaciones y de datos robustos, es una de las grandes líneas de investigación del IIT para los próximos años.

Por otro lado, el IIT continuará desarrollando modelos de simulación, optimización y control que desde el punto de vista del sistema en su conjunto tengan en cuenta la estocasticidad de las fuentes renovables y de los patrones de consumo. Estos modelos abarcan los distintos horizontes temporales, desde la planificación de las infraestructuras hasta la operación en tiempo real.

---

<sup>84</sup> Estos objetivos estratégicos y líneas prioritarias se plasmaron en la propuesta del IIT al programa de ayudas estatal María de Maeztu en la convocatoria 2019. Estos objetivos están alineados con el SET Plan y el ETIP SNET de la Unión Europea. (SETPLAN, 2018) SET PLAN. “Delivering results: Research & Innovation enabling the EU’s energy transition”. © European Union, 2018. (ETIP SNET, 2018) ETIP SNET. “Vision 2050. Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment”. 2018.

## 4.2. Integración de redes energéticas de electricidad, gases renovables e hidrógeno y calor

Las redes energéticas del futuro, incluyendo las de movilidad, estarán interconectadas e interrelacionadas a través de 4 capas: la capa de mercado, permitiendo las transacciones entre los agentes, la capa de las comunicaciones, que soporta los flujos de información en vertical entre capas y en horizontal intra capa, la capa física de las infraestructuras (generación, conversión de energía, redes y almacenamiento), y finalmente la capa física de la infraestructura digital permitiendo elevados niveles de monitorización y automatización de procesos.

El acoplamiento de las redes tendrá lugar a diferentes escalas, desde el nivel de distritos en las ciudades, donde las redes de electricidad, gas y calor podrán abastecer las necesidades energéticas en edificios y puntos de recarga para movilidad, hasta la integración de las redes a escala paneuropea entre redes eléctricas con redes convencionales de gas transformadas para transportar metano renovable, o redes de hidrógeno, que permitan dotar de almacenamiento de largo plazo a un sistema eléctrico 100% renovable, a través de transformaciones *power to gas*, *gas to power*, o *power to liquid*<sup>85</sup>.

Los diferentes mecanismos de coordinación para obtener las sinergias y eficiencias tanto energéticas como económicas requieren modelos de simulación e integración de los procesos de generación, transporte, distribución y consumo de los diferentes vectores energéticos.

En el lado de las redes eléctricas, tanto a nivel de conexión de grandes centrales eólicas marinas como la transmisión de elevadas cantidades de energía desde los centros de generación a la demanda se necesitarán nuevos algoritmos de planificación y de reparto de costes y beneficios entre los agentes involucrados en estas inversiones.

También en el lado de las redes de distribución eléctricas, el incremento significativo de recursos distribuidos de generación renovable, almacenamiento y respuesta de la demanda requerirá nuevos algoritmos de planifi-

---

<sup>85</sup> *Power-to-gas* es el proceso de convertir electricidad en gas, por ejemplo, a través de la electrolisis obtener a partir del agua hidrógeno, que junto con CO<sub>2</sub> capturado, puede transformarse en metano. *Power-to-liquid* conversión de gas sintético (CO e hidrógeno) en materias primas que luego se procesen en refinerías o en la industria química para obtener productos industriales.

cación de estas redes a gran escala que permitan identificar las nuevas estrategias de apoyo a la red provenientes de los recursos distribuidos. Otra aplicación de estos algoritmos será para el desarrollo de la electrificación rural a través de microrredes aisladas o interconectadas en países en vías de desarrollo. Junto con el MIT, se están desarrollando planes de electrificación en India, América Latina y África subsahariana.

La electricidad sólo podrá llegar a descarbonizar aproximadamente la mitad de la demanda de energía, siendo necesarios nuevos vectores basados en gases sintéticos renovables o hidrógeno para descarbonizar el resto de usos, fundamentalmente el transporte pesado y la industria.

El tema crítico de investigación es encontrar cómo las actuales infraestructuras de redes de transporte y distribución de gas pueden utilizarse en el futuro para transportar los gases descarbonizados. Aquí las economías de escala en la producción de estos gases en forma centralizada o descentralizada serán claves para encontrar las soluciones más eficientes. También se necesitarán nuevas invenciones y desarrollos para que el transporte del hidrógeno a escala comercial sea una realidad en el futuro.

Finalmente, la interacción de las redes energéticas con las redes de transporte y movilidad presenta un gran reto en el modelado de sistemas complejos. Con el incremento de datos sobre el comportamiento de los consumidores y las diferentes modalidades de transporte, es posible crear modelos integrados donde se puedan analizar las sinergias entre la energía y el transporte, y proponer escenarios futuros que conduzcan a un uso más eficiente de los recursos.

### **4.3. Digitalización y eficiencia energética en edificios, transporte e industria**

La digitalización aparece como un elemento clave en la integración de servicios. Millones de consumidores podrán disfrutar de formas amigables para participar en la gestión de sus recursos energéticos, con la participación de agregadores y facilitadores. La complejidad técnica se verá reducida a través de aplicaciones e interfaces que lo harán más sencillo para los consumidores. En este contexto, la propiedad y privacidad de los datos, junto con la ciberseguridad serán aspectos que deberán estar garantizados. Los tres pilares de la digitalización: recogida masiva de datos a través de

IoT, analítica avanzada con *data mining* y aprendizaje automático, y la interfaz hombre máquina, seguirán avanzando y teniendo un papel clave en la transición.

Además, en el IIT, se viene trabajando en modelos de predicción, algoritmos de control y optimización y en sensores y comunicaciones para la monitorización en tiempo real y gestión flexible de la demanda en edificios residenciales y comerciales. Los retos futuros se traducen en conseguir la escalabilidad y replicabilidad de estos proyectos piloto para convertirlos en soluciones generalizadas en la próxima década.

En eficiencia energética en edificios y en la industria, las metas se centran en la reducción de costes y aumento de eficiencia para las bombas de calor, la micro-cogeneración para la producción de electricidad, calor y frío, el acondicionamiento de edificios, y ahorros de energía en las industrias del hierro y del acero y en las industrias química y farmacéutica.

Las líneas prioritarias de investigación en el IIT en transporte sostenible se centran en la integración eficiente de los vehículos en el sistema eléctrico con estrategias de carga inteligente para minimizar las inversiones en nuevas infraestructuras eléctricas mediante el concepto de recarga inteligente y utilizando la flexibilidad de la energía almacenada.

La digitalización y nuevas formas de transporte mediante vehículos autónomos, vehículos compartidos, y cómo ello interacciona con el transporte público en los planes de urbanismo de las grandes ciudades también plantea nuevos retos en la modelización de sistemas complejos, con incorporación de datos sobre las pautas de comportamiento de los usuarios.

En el transporte ferroviario tanto de pasajeros como de mercancías los retos se derivan de una gestión del tráfico más eficiente en energía y en el uso de las infraestructuras viarias, con un mayor nivel de monitorización en medidas y comunicaciones embarcadas, incluyendo conducción automática generalizada.

La descarbonización de la industria intensiva en energía es otra de las prioridades de investigación en el IIT. Se requieren nuevas tecnologías en los procesos de transformación, tanto de naturaleza química como especialmente en aquellos de alta temperatura que hoy en día utilizan combustibles fósiles con elevadas emisiones de carbono. También se necesitan modelos sectoriales, para el acero, el cemento, el papel, etc. que ayuden

a planificar estrategias de transformación en el largo plazo. Con ello podrán valorarse las inversiones necesarias y establecer programas de ayudas o instrumentos regulatorios para su viabilidad empresarial.

#### **4.4. Diseño institucional y políticas económicas y sociales para la transición**

Los desarrollos y avances tecnológicos descritos no son suficientes por sí solos para materializar la transición. Se necesitan modelos económicos que permitan cuantificar las inversiones, los costes y beneficios, y modelos de negocio para avanzar en la transición involucrando a los agentes económicos implicados. Los mercados paneuropeos de electricidad y gas deben seguir actuando como elemento dinamizador, facilitando las transacciones, desde el tiempo real, gestionando la flexibilidad, hasta los contratos de largo plazo, para financiar las inversiones. También se desarrollarán mercados locales para transacciones entre consumidores y comunidades energéticas con una gestión integrada de recursos. Finalmente, se deben identificar las barreras sociales, de cambio de actitudes y comportamientos, y los efectos redistributivos de las políticas para poder conseguir una transición justa y exitosa.

En este contexto, los modelos compuestos que consideran energía, medioambiente y economía (E3 en sus siglas inglesas) juegan un papel relevante para entender las implicaciones de los cambios en el diseño de los mercados, de las intervenciones regulatorias, y de las políticas energéticas, fiscales y medioambientales en distintos escenarios futuros. Mediante estos modelos se podrán definir las mejores políticas e instrumentos para conseguir los objetivos de descarbonización, evaluando las inversiones requeridas, teniendo en cuenta los comportamientos de los consumidores y al menor coste para la sociedad.

Finalmente, la transición debe complementarse con políticas de protección para los sectores más desfavorecidos, como son los consumidores vulnerables y las industrias contaminantes que dejarán de existir en el futuro, el diseño de estas políticas teniendo en cuenta todas las implicaciones asociadas y el diálogo con los actores implicados constituye también una importante línea de investigación del IIT.

## 5. CONCLUSIÓN

A lo largo de mi vida profesional, como ingeniero, regulador e investigador he aprendido que los problemas complejos que afronta la sociedad necesitan enfoques y soluciones desde diferentes perspectivas, pero complementarias, y siempre es difícil considerarlas todas.

La transición energética es un problema complejo.

En este viaje hemos tratado de argumentar por qué el sector eléctrico es una pieza clave de la transición energética en la dirección que nos marcan los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Como ingenieros hemos aprendido que las tecnologías renovables y la digitalización requieren nuevas formas en la planificación, operación, y control del sistema eléctrico para conseguir emisiones cero, manteniendo la eficiencia en costes y la seguridad en el suministro.

Como reguladores se abren nuevas oportunidades y retos a los que debemos responder. El diseño de los mercados y la participación de los consumidores de forma activa en los mismos, requieren nuevas reglas y normas para que esta participación se realice de forma efectiva y en igualdad de condiciones, promoviendo la competencia entre los incumbentes y los nuevos entrantes.

Como investigadores, los retos que tenemos por delante son enormes. En las próximas décadas, la innovación en tecnologías, modelos computacionales de sistemas complejos, el tratamiento de datos y las comunicaciones aplicados a las redes inteligentes, a la movilidad sostenible, y a las industrias y ciudades conectadas, deben conducirnos a soluciones, que hoy por hoy, todavía ni siquiera visualizamos.

Como decíamos, como Universidad, en su conjunto, también debemos aportar puntos de vista diferentes y complementarios para contribuir a resolver el problema de la transición hacia la sostenibilidad. Se necesitan contribuciones clave tanto en las ciencias humanas con base social, para resolver aspectos ligados a la salud, la alimentación, el agua, la educación, el empleo, la equidad social, y la equidad de género; como en las ciencias de la naturaleza con base tecno-ambiental, para resolver, entre otros, los problemas ligados al cambio climático, cambios en el uso del suelo, pér-

dida de la biodiversidad, consumo de agua dulce, reciclado de plásticos, emisión de aerosoles a la atmósfera, y la acidificación de los océanos<sup>86</sup>.

En estos tiempos difíciles tras la pandemia del COVID y la recesión económica, no hay nada más claro que necesitamos el concurso de todos para avanzar si cabe con más fuerza y ahínco hacia un modelo de sostenibilidad para todos.

No me gustaría acabar sin apelar al compromiso y responsabilidad que como seres humanos tenemos en la conservación del planeta, y qué mejor para ello que acudir a las palabras del Papa Francisco en Laudato Si'<sup>87</sup>:

*“¿Para qué pasamos por este mundo? ¿para qué vinimos a esta vida? ¿para qué trabajamos y luchamos? ¿para qué nos necesita esta tierra? Por eso, ya no basta decir que debemos preocuparnos por las futuras generaciones. Se requiere advertir que lo que está en juego es nuestra propia dignidad. Somos nosotros los primeros interesados en dejar un planeta habitable para la humanidad que nos sucederá. Es un drama para nosotros mismos, porque esto pone en crisis el sentido del propio paso por esta tierra”.*

Muchas gracias por su atención.

---

<sup>86</sup> Idea sacada de la charla “Ecología integral y liderazgo ignaciano” dada por Jaime Tatay el 12 de Julio de 2019 en Comillas.

<sup>87</sup> (LS 160) Carta Encíclica LAUDATO SI' del Santo Padre Francisco sobre el Cuidado de la Casa Común, 2015.

