

Proyecto Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

El mercado energético europeo: Un panorama en transición

Autor: Guillermo Llanos Macías

Tutor: Pedro Javier Zarco Perriñán

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

Sevilla, 2024



Proyecto Fin de Máster
en Ingeniería Industrial

El mercado energético europeo: Un panorama en transición

Autor:

Guillermo Llanos Macías

Tutor:

Pedro Javier Zarco Perrián

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2024

Proyecto Fin de Máster: El mercado energético europeo: Un panorama en transición

Autor: Guillermo Llanos Macías

Tutor: Pedro Javier Zarco Perriñán

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2024

El Secretario del Tribunal

*A mi familia, por el apoyo aún en
la distancia.*

A mis amigos, mi familia elegida.

A mi pareja por aparecer.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecerle todo lo que tengo y todo lo que soy a mi familia. A mis padres, por enseñarme lo que es el amor, papá, a ti por ser mi orgullo, mi ejemplo a seguir, mamá por ser mi mejor amiga la luz en nuestra casa, mis hermanos por ser el yin y el yang, la cara y la cruz de una moneda, por darme exactamente lo que necesito de cada uno. A mi tutor del Trabajo de Fin de Máster por su paciencia y rápida respuesta. A mis compañeros en Haya Energy Solutions por valorarme y formarme. Finalmente a mis amigos, por estar ahí antes, durante y después y a mi pareja, Franceska, por lo que viene.

Guillermo Llanos Macías

Sevilla, 2024

RESUMEN

A partir de la crisis vivida con el virus de la COVID-19 y, más recientemente, con la guerra entre Rusia y Ucrania, el mercado energético europeo ha mostrado ciertas deficiencias para el correcto funcionamiento en el panorama actual. Debido a esto, la comisión europea ha señalado la necesidad de una reforma del mercado eléctrico europeo y ya se han llevado a cabo, para este fin un primer periodo de consulta pública y una primera propuesta por parte de la comisión.

A raíz de esta situación de plena evolución de nuestro mercado eléctrico, surgió el objetivo de este proyecto de fin de máster. El fin principal de este trabajo es exponer la actual estructura de nuestro mercado energético, su origen, sus deficiencias y las posibles actualizaciones que está por sufrir. Adicionalmente, para un mayor entendimiento sobre el tema, se expondrán la casuística de ciertos países relevantes dentro de la UE (Unión Europea).

ABSTRACT

Since the crisis with the COVID-19 virus, and more recently, with the war between Russia and Ukraine, the European energy market has shown certain deficiencies for the correct functioning in the current scenario. As a result, the European Commission has pointed out the need for a reform of the European electricity market, a first public consultation period and a first proposal by the Commission have already been carried out for this purpose.

As a result of this situation of full evolution of our electricity market, the objective of this master's degree project arose. The main aim of this work is to expose the current structure of our energy market, its origin, its deficiencies and the possible updates that it is about to undergo. In addition, for a better understanding of the subject, the casuistry of certain relevant countries within the European Union will be presented.

ÍNDICE

| | |
|---|-------------|
| Agradecimientos | vii |
| Resumen | ix |
| Abstract | x |
| Índice | xii |
| Índice de Tablas | xiii |
| Índice de Figuras | xiv |
| Notación | xvi |
| 1 Introducción | 1 |
| 2 Estructura de los mercados energéticos europeos, siglo xx | 3 |
| 2.1 <i>Hitos del sector eléctrico a finales de XIX.</i> | 3 |
| 2.2 <i>España</i> | 3 |
| 2.3 <i>Francia</i> | 5 |
| 2.4 <i>Alemania</i> | 7 |
| 2.5 <i>Italia</i> | 11 |
| 3 Sistemas y mercados eléctricos europeos durante el siglo XXI (1992- 2023) | 13 |
| 3.1 <i>Evolución de los textos del mercado eléctrico.</i> | 13 |
| 3.1.1 <i>Directiva de la electricidad de 1996</i> | 13 |
| 3.1.2 <i>Protocolo de Kioto de 1997</i> | 14 |
| 3.1.3 <i>Directiva de energías renovables de 2001</i> | 15 |
| 3.1.4 <i>Directiva de eficiencia energética de 2006</i> | 17 |
| 3.1.5 <i>Acuerdo de París de 2016</i> | 18 |
| 3.1.6 <i>Reglamento sobre gobernanza de la Unión en energía y clima de 2018 (2018/1999)</i> | 19 |
| 3.1.7 <i>Conclusión de las cifras objetivo de la UE para 2030:</i> | 19 |
| 3.2 <i>Evolución por países.</i> | 19 |
| 3.2.1 <i>España</i> | 20 |
| 3.2.2 <i>Francia</i> | 33 |
| 3.2.3 <i>Alemania</i> | 40 |
| 3.2.4 <i>Italia</i> | 43 |
| 4 Propuesta de rediseño del mercado eléctrico europeo | 51 |
| 4.1 <i>Octubre 2021 – Conjunto de medidas de apoyo para enfrentar la subida de los precios de la energía.</i> | 51 |
| 4.2 <i>Marzo 2022 – Marco Temporal de medidas de ayuda estatal tras el impacto en la economía de la agresión de Rusia contra Ucrania.</i> | 53 |
| 4.3 <i>Mayo 2022 – REPowerEU Acción conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible.</i> | 55 |
| 4.4 <i>Marzo 2023 - Propuesta inicial reforma del mercado</i> | 58 |
| 5 Conclusión | 62 |
| Referencias | 64 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1 . Tamaño del parque de centrales térmicas entre 1924 y 1936 | 5 |
| Tabla 2. Tamaño del parque de centrales hidráulicas entre 1924 y 1936 | 6 |
| Tabla 3. Evolución de la cuota de renovables en España (%) | 21 |
| Tabla 4. Evolución del saldo importador por países interconectados con España. Fuente: REE | 25 |
| Tabla 5. Objetivos de pobreza energética. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023 | 32 |
| Tabla 6. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero por sector en Francia. (2005-2050). Source: PNIEC France 2019 | 34 |
| Tabla 7. Evolución de los objetivos de calor renovable en el PPE 2023. | 35 |
| Tabla 8. Evolución de los objetivos de carburantes de segunda generación en el PPE. | 35 |
| Tabla 9. Evolución de los objetivos de biogás en el PPE | 35 |
| Tabla 10. Evolucion de los objetivos de hidrógeno descarbonado en el sector industrial en el PPE. | 36 |
| Tabla 11. Evolución de la potencia renovable instalada dividida por fuentes según el PPE. | 36 |
| Tabla 12. Evolución de los objetivos de consumo de energía francés según el PPE. | 37 |
| Tabla 13. Proyectos de interconexioones en Francia. | 38 |
| Tabla 14. Evolución de cifras de emisiones en Italia y objetivos para 2030 según su PNIEC. | 43 |
| Tabla 15. Objetivos de porcentaje de renovables en el consumo final bruto. | 44 |
| Tabla 16. Objetivos de eficiencia energética por sector según el PNIEC. | 44 |
| Tabla 17. Contribuciones de gas para reducir la dependencia del gas ruso (en bcm incrementales con referencia a valores de 2021). Fuente: PNIEC Junio 2023. | 46 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1. Evolución del mix de consumo en España. Fuente: researchgate.net | 5 |
| Figura 2. Evolución del mix de generación francés. Fuente: origo-renouvelable.com | 7 |
| Figura 3. Evolución del mix energético alemán. Source: https://jancovici.com/ | 9 |
| Figura 4. Evolución del mix energético productivo italiano. Fuente: Terna | 12 |
| Figura 5. Evolución de la cuota de renovables en España (%) | 21 |
| Figura 6. Evolución de las emisiones en España [KtcCO _{2eq}], prospección 2030. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023 | 22 |
| Figura 7. Evolución de las emisiones en sectores difusos y ETS. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023 | 23 |
| Figura 8. Evolución de la aportación de las energías renovables en el consumo final de energía. Fuente, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023 | 23 |
| Figura 9. Evolución de la potencia instalada [MW] según la fuente de energía. Fuente, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023 | 24 |
| Figura 10. Evolución de los objetivos acumulados de ahorro de energía entre 2021 y 2030 en España. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023 | 25 |
| Figura 11. Evolución del saldo importador por países interconectados con España. Fuente: REE | 26 |
| Figura 12. Previsión anual de viviendas rehabilitadas energéticamente entre 2021 y 2030. Fuente: Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2023 | 30 |
| Figura 13. Esquema del SET-Plan. Fuente: PNIEC, 2023 | 33 |
| Figura 14. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero por sector en Francia. (2005-2050). Source: PNIEC France 2019 | 34 |
| Figura 15. Objetivo de porcentaje de renovables en el consumo final bruto a lo largo de los años en el horizonte 2030 | 44 |
| Figura 16. Evolución de la eficiencia energética horizonte 2030 (Mtep). Fuente: PNIEC Junio 2023 | 45 |
| Figura 17. Evolución de los indicadores de pobreza energética italianos. Fuente: PNIEC 2023 | 48 |
| Figura 18. Distribución de las importaciones de gas de la UE en 2021. Source: REPowerEU (CE) | 56 |
| Figura 19. Evolución de la distribución de las importaciones europeas de gas según origen. Source: CaixaBank research a partir de datos de bloomberg | 56 |
| Figura 20. Evolución histórica mensual del nivel de almacenamiento de gas en la UE (%) | 56 |

NOTACIÓN

1 INTRODUCCIÓN

La electricidad es un recurso, una materia prima tal y como lo son el cobre, la madera, el petróleo... Sin embargo, la electricidad tiene una serie de características que hacen que su mercado dedicado tenga unas diferencias sustanciales con respecto al resto:

- **Almacenamiento:** La electricidad no es todavía almacenable a gran escala y bajo precio, por tanto su precio es más volátil y dinámico.
- **Ubicación:** La imposibilidad de almacenamiento, la dificultad para controlar flujos eléctricos y las pérdidas de electricidad durante el transporte, hacen que el precio sea también volátil en función de la ubicación.
- **Flexibilidad:** Debido al problema del almacenamiento, generación y demanda deben estar completamente coordinadas para evitar sobreproducción, pero sobre todo pérdida de suministro.

Debido a estas cualidades, no existe un único mercado eléctrico, sino que existen distintos tipos según lo que se intercambie exactamente y en qué rango temporal. Según la magnitud que se comercie, se tiene:

- **Mercados eléctricos:** Se comercian MWh, es decir, energía producida.
- **Mercados de capacidad:** Se comercian MW, es decir, capacidad de producción.

En los mercados eléctricos se estaría comerciando directamente con el recurso, en este aspecto sería el análogo al resto de mercados físicos de materias primas. En el mercado de capacidad, en cambio, debido a la imposibilidad de almacenamiento a gran escala además de otros factores problemáticos de la energía, se intercambia la capacidad de producir energía en determinados momentos.

Como se ha mencionado ya en este capítulo, los mercados de electricidad pueden dividirse también según su rango temporal, es decir, el tiempo entre que se comercia con la electricidad y en el que se realiza la entrega, el intercambio efectivo de esta. De esta forma los distintos tipos de mercados eléctricos que se distinguen son:

- **Mercados intra-diarios:** La energía se comercia y los precios y volúmenes tratados se fijan a lo largo del mismo día de entrega. Según la plataforma de mercado existen periodicidades de 0,25, 0,5 y 1 horas (tiempo entre la comercialización y la entrega efectiva).
- **Mercados day-ahead (mercado del día anterior):** La energía se comercia a lo largo del día anterior al día de la entrega. Normalmente, se podrán realizar transacciones financieras en este mercado hasta llegar la hora de cierre en la que se empieza a contar como que está en el día de entrega.
- **Mercados a plazo:** Estos son los mercados de larga duración en los que las transacciones de electricidad se hacen para rangos de tiempo mayores.

2 ESTRUCTURA DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS EUROPEOS, SIGLO XX

En este capítulo se expondrá la evolución del sistema eléctrico europeo en el siglo XX, previo a la unificación de los mercados europeos en 1992. Con este objetivo, se analizarán las evoluciones de la estructura de este sector y del mix de 4 de los principales países del continente: España, Francia, Alemania e Italia.

Durante el capítulo, se observará cómo el desarrollo de los sistemas eléctricos y de los mix de los distintos países europeos siguen caminos similares, pero con diferencias conceptuales sustanciales, como por ejemplo, si nacionalizaron el sector o no, si apostaron por las nucleares, si la base de su mix se basó en el carbón o en las hidráulicas, etc.

2.1 Hitos del sector eléctrico a finales de XIX.

A finales del siglo XIX e inicios del XX, la electricidad se generaba en forma de corriente continua y no podía transportarse a grandes distancias. Esto cambió previo a los años 20 del siglo pasado con la aparición de la corriente alterna, permitiendo el transporte de electricidad a grandes distancias. Además, con la reciente creación del transformador, se permitiría no solo el transporte a grandes distancias sino grandes cantidades, permitiendo realizar el transporte a altos voltajes para luego transformar la electricidad a una tensión más reducida para los clientes finales.

De esta forma los países comenzaron a explorar su potencial de generación de carbón e hidroeléctrico y a aumentar las interconexiones nacionales, para acabar convirtiendo la electricidad en un bien de utilidad pública.

2.2 España

El sistema eléctrico español es resultado de una evolución continuada desde que comenzó la electrificación industrial a finales del siglo XIX y principios del XX. En sus inicios y durante un extenso periodo, el suministro de energía se llevó a cabo de forma privada, y las empresas del sector autorregularon su funcionamiento.

Inicio

Al principio del siglo XX, la electricidad se producía de forma continua, no permitiendo su transporte en grandes cantidades y distancias. De esta forma, el mix de generación eléctrico estaba conformado por un 60% de fuentes térmicas (combustibles fósiles) y un 40% de origen hidráulico. Esto se invirtió con la utilización de la corriente alterna con el transformador; ahora se podía transportar energía a grandes distancias, permitiendo poner centrales hidráulicas en lugares estratégicos alejados de los núcleos de consumo. De esta forma, la potencia instalada se multiplicó varias cifras, hasta llegar a los 1500 MW y pasando a un 80% de producción de origen hidráulico.

En este escenario, se abarató el precio de la electricidad, pero requería de una fuerte inversión inicial, por lo que comenzaron a aparecer grandes compañías capaces de hacer frente a este obstáculo. Se inicia el proceso de concentración empresarial que conocemos en el sector eléctrico, las principales compañías eléctricas españolas de la actualidad tienen su origen en este periodo directa o indirectamente.

En 1924 se declara el suministro eléctrico como “servicio público de prestación obligatoria”, de forma que el estado entra con carácter regulatorio para establecer las tarifas de suministro. Decidieron escoger un modelo de regulación de los precios máximos con el que aseguraban un adecuado margen para las suministradoras y un precio no excesivo para los consumidores.

Monopolios regionales

Sin embargo, en 1944 y 1945, con la guerra civil, la sequía y el aumento de la demanda, la capacidad de producción se estanca y se invierte el sistema encontrándonos en una situación de déficit.

Como resultado, se funda en 1944 UNESA, que integra las principales empresas del sector eléctrico (17) y cuyos principales objetivos eran promover el desarrollo de la interconexión y gestionar el balance entre generación y demanda, básicamente ser capaz de desarrollar una explotación nacional unificada en las diferentes regiones del país. También se crea en este año Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA) para instalar una gran central térmica en Ponferrada.

El sector eléctrico crece con la construcción de nuevas centrales pero su gestión se vuelve más compleja, obligando a la administración a intervenir en los precios de intercambio, la explotación de la red...

Hasta 1951, las tarifas eléctricas se fijaban con igual dispersión geográfica que los suministros, con acuerdos bilaterales entre suministradores y consumidores, con el límite máximo establecido por el estado. En 1951, por real decreto aparecen las Tarifas Tope Unificadas (TTU), en las que se comienzan a tener en cuenta más factores del coste de la electricidad, aumentando los precios de las tarifas eléctricas, lo que fomentó la inversión en nueva capacidad de producción y de interconexión, satisfaciendo mejor la creciente demanda y resultando en un abaratamiento final de las tarifas.

En 1969 se volvió a cambiar el modelo tarifario que pasó a tener estructura binomial tal y como lo conocemos hoy, pagando por energía consumida (MWh) y potencia contratada (MW). En este momento la producción se había triplicado llegando a 56500 GWh, siendo la potencia instalada 17825 MW. Además, la producción hidroeléctrica solo suponía ahora un 50% del total, ligado probablemente a los bajos precios del petróleo.

Regulación compartida

En 1977, con la llegada de la democracia se crea Asociación Aselétrica para coordinar las decisiones entre UNESA y el estado la organización del mercado eléctrico. La realidad fue que UNESA, es decir, las principales compañías eléctricas, tomaban las decisiones y el estado simplemente actuaba como verificación. UNESA debía coordinar los intercambios de energía teniendo en cuenta la generación térmica, el estado de las hidroeléctricas y los intercambios internacionales con Francia y Portugal. Las compañías intentaban evitar la nacionalización del sector.

Durante los años 70 se dieron 2 escaladas (crisis) de los precios del petróleo, que afectaron a proyectos de construcción de centrales que habían sido iniciados en momentos de precios bajos. España alivió los impuestos sobre el petróleo de forma que el precio al usuario final aumentó menos, pero los ingresos del estado debidos al petróleo disminuyeron, de esta forma el estado crecía, pero junto con una gran deuda externa, que hizo entrar al país en una recesión y una tendencia al alza continuada de la inflación.

Red Eléctrica Española

Debido a esto, en los años 80, el gobierno y las empresas eléctricas entran en discusiones para afrontar estos problemas. Se llegó finalmente a la creación de Red Eléctrica Española (REE) (y desmantelamiento por consecuencia de Asociación Aselétrica), cuya función sería la de gestionar la red de transporte de alta tensión. Además, se desarrolló el Plan Energético Nacional, que implementaba ciertos cambios en la tarificación teniendo en cuenta las situaciones específicas de las empresas e implementando sistemas de fondos para necesidades de inversión según las situaciones financieras específicas de cada empresa, y sistemas de compensación para corregir las diferencias entre los costes de distribución y generación derivados de las diferencias entre los parques, etc.

ENDESA se constituyó como la empresa cabecera del sector público y se optimizó el sistema eléctrico a nivel nacional gracias al poder que se le otorgaba a REE.

En 1986 España pasa a formar parte de la UE, mismo año en el que la UE fija el SEA (Single European Act) por el que busca crear e implementar un mercado único europeo antes de 1992 eliminando la mayor parte de los aranceles. Comienza entonces una nueva etapa del mercado eléctrico en el que se pretende liberalizar el sector y aumentar la competencia, esta etapa será tratada en el capítulo 3.

En la figura 1, se muestra la evolución del mix energético del consumo español entre 1973 y 2008 (hay poca recolección de cifras de fechas anteriores).

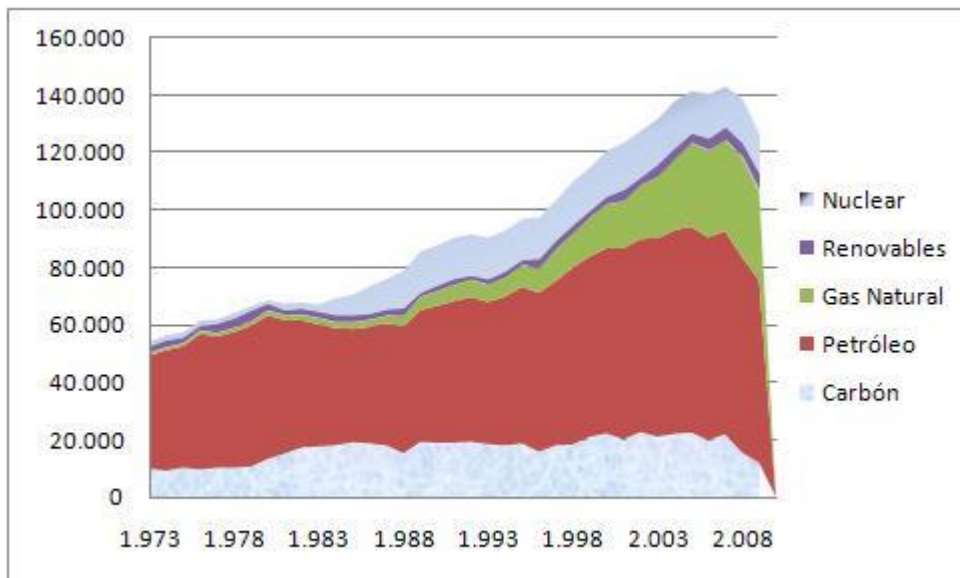


Figura 1. Evolución del mix de consumo en España. Fuente: https://www.researchgate.net/figure/Figura-3-Evolucion-del-consumo-de-energia-en-Espana-1973-2009-ktep-Fuente-Foro_fig3_266383087, 2011

2.3 Francia

Inicio

En Francia previamente a la primera guerra mundial la capacidad instalada era de 900 MW (el tamaño de una pequeña central nuclear actual) y la producción eléctrica 1,8 TWh.

Los principales generadores y suministradores de electricidad eran grandes compañías que se encontraban en los núcleos urbanos, además de algunos pequeños actores que producían electricidad para consumo propio.

Monopolios privados regionales. (1895-1914)

El estado se negaba a intervenir directamente en la producción de electricidad, sin embargo, debían ejercer su función legislativa debido a que la distribución de electricidad requiere la invasión de la propiedad privada. La primera ley a este respecto surge en 1906, y dictaminaba que la distribución de electricidad tenía un carácter de servicio público prestado por los municipios que eran los propietarios de las redes, si estos no querían gestionar este servicio (que solía ser el caso) este podía delegarse a las empresas dedicadas. Para el resto de las actividades del sistema eléctrico (producción y transmisión) el estado permitía la libre competencia.

Primera fase a nivel nacional (1914-1946)

Tras la Primera Guerra Mundial los estados comienzan a intervenir más en el sector eléctrico debido a las grandes necesidades militares. En Francia esto se ve en el aumento del tamaño de las centrales, hasta el momento pequeñas centrales de grandes compañías, se crean las conocidas como “super centrales”, centrales térmicas de hasta 1100 MW. Esta evolución (previa a la llegada de las super centrales) puede apreciarse en las tablas 1 y 2.

| Año | >100 MW | | 50 a 100 MW | | 10 a 50 MW | | 1 a 10 MW | | Parque | |
|------|---------|----------|-------------|----------|------------|----------|-----------|----------|--------|----------|
| | MW | #Plantas | MW | #Plantas | MW | #Plantas | MW | #Plantas | MW | #Plantas |
| 1924 | 535 | 3 | 230 | 3 | 1456 | 73 | 519 | 161 | 2740 | 240 |
| 1936 | 1100 | 6 | 1461 | 22 | 1590 | 75 | 463 | 121 | 4614 | 224 |

Tabla 1. Tamaño del parque de centrales térmicas entre 1924 y 1936. Fuente: <https://origo-renouvelable.com/fr/retrospective-100-ans-de-consommation-electrique-en-france-et-demain/>, 2017

| Año | >100 MW | | 50 a 100 MW | | 10 a 50 MW | | 1 a 10 MW | | Parque | |
|------|---------|----------|-------------|----------|------------|----------|-----------|----------|--------|----------|
| | MW | #Plantas | MW | #Plantas | MW | #Plantas | MW | #Plantas | MW | #Plantas |
| 1924 | | | | | 669 | 38 | 570 | 151 | 1239 | 189 |
| 1930 | | | 168 | 3 | 1331 | 68 | 672 | 168 | 2171 | 239 |
| 1936 | 720 | 5 | 380 | 6 | 1802 | 91 | 775 | 187 | 3677 | 289 |

Tabla 2. Tamaño del parque de centrales hidráulicas entre 1924 y 1936. Fuente: <https://origo-renouvelable.com/fr/retrospective-100-ans-de-consommation-electrique-en-france-et-demain/>, 2017

Sin embargo, esto no era suficiente, ya que en estos momentos el sector eléctrico sufre un cambio, se comienza a convertir en una necesidad, una exigencia. Las necesidades de investigación crecen, y también lo hacen las de inversión, sobre todo en interconexión con aumentos de la capacidad de la red a niveles incluso nacionales.

En Francia, algunas grandes compañías dominan el sector, tal y como Thomson-Houston, “La compagnie générale d’Electricité”, “L’Union Houillère et électrique” (de carbón).

En Francia, el proceso de electrificación avanza muy lentamente, el sector se desarrollaba por etapas debido al miedo de estas compañías a grandes inversiones de capital con amortizaciones largas, debido a que un exceso de producción sobre la demanda podía deprimir los precios haciendo las inversiones poco rentables incluso pudiendo afectar a las centrales de carbón con precios de generación más altos que las hidráulicas.

En 1938, aún con las “nuevas” super centrales, la producción francesa era de 21 TWh con muchas centrales de pequeño tamaño. La producción era 2 veces menor a la alemana y 1,5 veces menor a la británica.

La transmisión de electricidad también tardaba en desarrollarse, no había un plan nacional fijado, sino que estaban organizados a escala regional, formándose 8 grupos regionales para abastecer las primeras aglomeraciones urbanas. La idea de una interconexión a nivel nacional no era concebida en los planes estratégicos de las compañías eléctricas.

El estado tuvo algunas iniciativas para afrontar estos problemas, creó “La red estatal de regiones liberadas” (Alsacia y Lorena) y constituyó en 1933 la compañía nacional del Ródano (CNR) para hacer un uso eficiente de la capacidad hidroeléctrica del río que las empresas no llevaban a cabo.

Sin embargo, finalmente los intereses estratégicos de las empresas no se alinearon con las necesidades del sector eléctrico y finalmente el estado optó por la nacionalización del sector en 1946. “Si el capital privado no consiguió dotar a Francia de la industria eléctrica que necesita, lo haría el capital público”.

Primera nacionalización del sector de electricidad (y gas) - EDF

Tras el final de la segunda Guerra Mundial muchos estados se hacen cargo de sus sistemas eléctricos constituyendo monopolios públicos verticalmente integrados, es decir, implicados en producción, transmisión, distribución y comercialización. Este fue también el caso de Francia que en 1946 nacionaliza las compañías privadas de producción, transmisión y distribución creando EDF (“Électricité De France”) que incluiría un mosaico de 1300 empresas privadas.

Otros productores de electricidad subsisten junto a EDF que en 1950 ya suministraba un 60% de las necesidades de consumo del país. Sin embargo, estas empresas no tenían permitido vender su electricidad a terceros, tan solo a EDF.

La ley de 1946 no modificaba el reglamento respecto a la distribución, sin embargo, la mayor parte de los municipios cedieron la gestión de su red de distribución a EDF.

Debido a la guerra, se plantea la cuestión de la independencia en términos de materias primas, lo que fijó el carbón como fuente poco estratégica. EDF decidió la energía hidroeléctrica de la que además todavía quedaban muchos yacimientos sin explotar. Gracias a este plan, entre 1946 y 1960 el 60% de la electricidad fue producida por centrales hidráulicas.

1951-1973: CECA y aumento de los combustibles fósiles

En 1951, se firma entre la república federal alemana, Bélgica, Francia, Italia, Luxemburgo y los Países Bajos el tratado de París, por el cual constituyen la Comunidad Económica del Carbón y el Acero (CECA) con una duración de 50 años (expirado el 2002).

Debido a esto, el Estado invierte temporalmente su postura y adopta un plan de fomento de las centrales eléctricas de carbón. El objetivo era aumentar la energía hidráulica hasta el 35% de la producción y suministrar el resto de la electricidad con carbón.

Sin embargo, el plan del carbón no tuvo mucho éxito y, al menos hasta 1958, predominó el desarrollo de la energía hidráulica.

En 1958, debido al bajísimo precio del petróleo y al agotamiento de los emplazamientos susceptibles de albergar centrales hidráulicas, el Estado decidió, a través de EDF, lanzar un gran plan de desarrollo de las centrales térmicas de petróleo.

En 1973, año de la primera crisis del petróleo, la cuota del fuelóleo (y en menor medida del gas) alcanzó el 46% de la producción eléctrica. El carbón se redujo al 20% y no volvería a aumentar, mientras que la cuota de la energía hidroeléctrica se redujo al 27%. La energía nuclear representa ya el 8% de la producción de electricidad.

1973-... : Aceleración del programa de energía nuclear

Debido a la crisis del petróleo y por consiguiente a la necesidad de conseguir una mayor independencia estratégica, el Estado francés decide aumentar su capacidad de generación nuclear instalada.

El plan de aceleración de las nucleares sería conocido como plan Messmer y planteaba la construcción de 4 a 6 reactores por año hasta 1985, de esta forma se abre camino rápido en el mix energético francés volviéndose la fuente predominante en muy poco tiempo.

En 1990, la energía nuclear ya suponía un 75% de la producción de electricidad, el carbón se encontraba ya recludo al 11% y la hidráulica en un 14%.

La evolución del mix energético de producción francés se muestra en la figura 2.

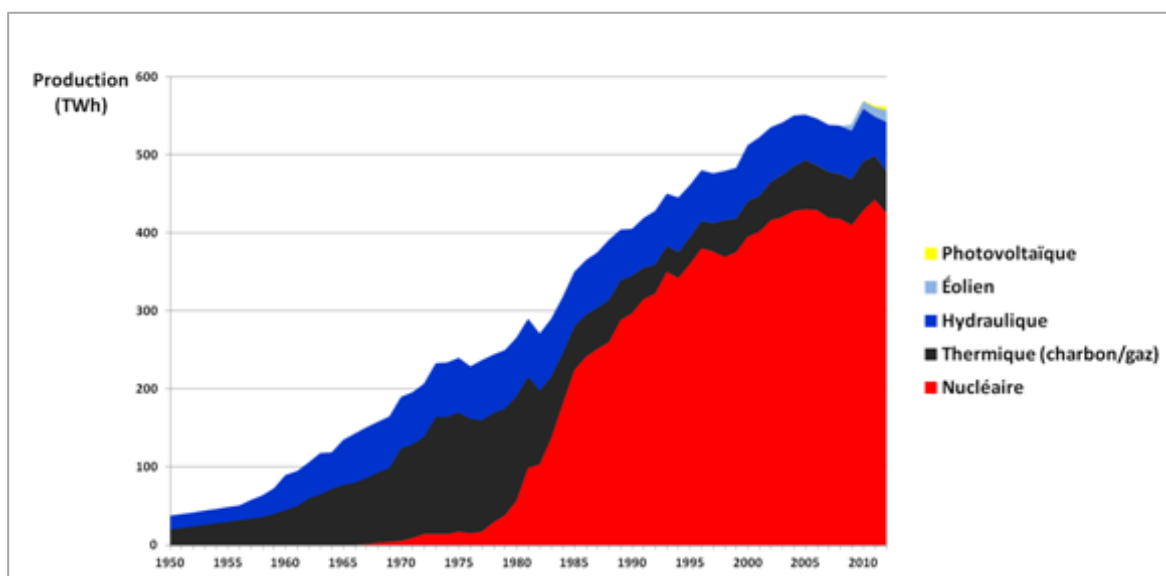


Figura 2. Evolución del mix de generación francés. Fuente: <https://origo-renouvelable.com/fr/retrospective-100-ans-de-consommation-electrique-en-france-et-demain/>, 2017

2.4 Alemania

Evolución del mix energético

Durante la segunda mitad del siglo XIX la principal fuente de energía era la madera. En Alemania, se planteó el debate de la transición a los combustibles fósiles (como el carbón) como una necesidad debido a la posible escasez de madera contra el aumento de la demanda de energía.

Sin embargo, es altamente probable que esta no fuera la realidad, y más que tratarse de una crisis de recursos se tratara de una crisis institucional. El sistema anterior dependiente de la madera comenzaba a fallar debido a disputas entre las leyes forestales y el control de la madera. El cambio al carbón, aun suponiendo mayores complejidades técnicas o tecnológicas, era más políticamente correcto. Un debate similar se daría en el futuro

durante los años 50 y 60 del siglo XX cuando se plantearan las nucleares como solución a una futura escasez de combustibles fósiles.

De esta manera, análogamente a cómo ocurrió en el resto de Europa, con el inicio del siglo XX, se inicia lo que en Alemania se denomina como la etapa del “bosque subterráneo”, dando nombre a la transición de la madera a los combustibles fósiles como fuente principal de energía.

La concepción del carbón y los combustibles fósiles como fuentes finitas de energía, limitadas, dio lugar a que durante esta época se buscara diversificar un poco el suministro energético por medio del carbón blanco (más barato y sin azufre) y las centrales hidroeléctricas. El apoyo a las hidroeléctricas tuvo en sus inicios un patrón geográfico claro en Alemania, principalmente apoyado por las zonas del sur del país pobres en carbón y ricas en potencial hidráulico.

Sin embargo, en Alemania, las fuentes hidroeléctricas se mostraron menos eficaces que lo visto en el resto de los países. Primero, las hidroeléctricas del sur fueron finalmente controladas por grandes compañías con base en el norte de Alemania, además el potencial hidroeléctrico fue menor del esperado debido al resto de propósitos concebidos para las presas: proteger contra inundaciones, mantener un nivel óptimo en los ríos para la entrada de embarcaciones... Por lo tanto, las hidroeléctricas acabaron teniendo una débil presencia en el mix energético alemán del primer cuarto del siglo XX.

En cuanto a las nucleares, las esperanzas en dicha fuente de energía eran también altas, y se vendió como el futuro, suministro ilimitado de energía barata. En su pico, Alemania llegó a tener una presencia del 30% de nucleares en su mix energético, sin embargo, esta cifra fue del 22% en 2010 y menor al 10% a día de hoy. Los costes de esta energía acabaron siendo mucho mayores de lo esperado y ciertos puntos como el factor de carga y el tiempo que las centrales estaban verdaderamente en funcionamiento fueron sobreestimados. Se perdieron cuantiosas sumas de capital en proyectos fallidos en este tipo de energía y a que el estado tuvo que financiar los costes del riesgo de accidente nuclear debido a que las aseguradoras se negaban a afrontarlo.

En la figura 3, se muestran una serie de gráficas para visualizar la evolución del mix energético alemán, aunque desgraciadamente los datos al respecto no van muy atrás en el pasado por lo tanto los registros más antiguos encontrados datan de 1965. Sin embargo, estas gráficas permiten ver las características del mix alemán, así, su base es el carbón y se ha mantenido a niveles de generación altos desde sus inicios hasta la actualidad, incluso existiendo ahora un gran mix de renovables.

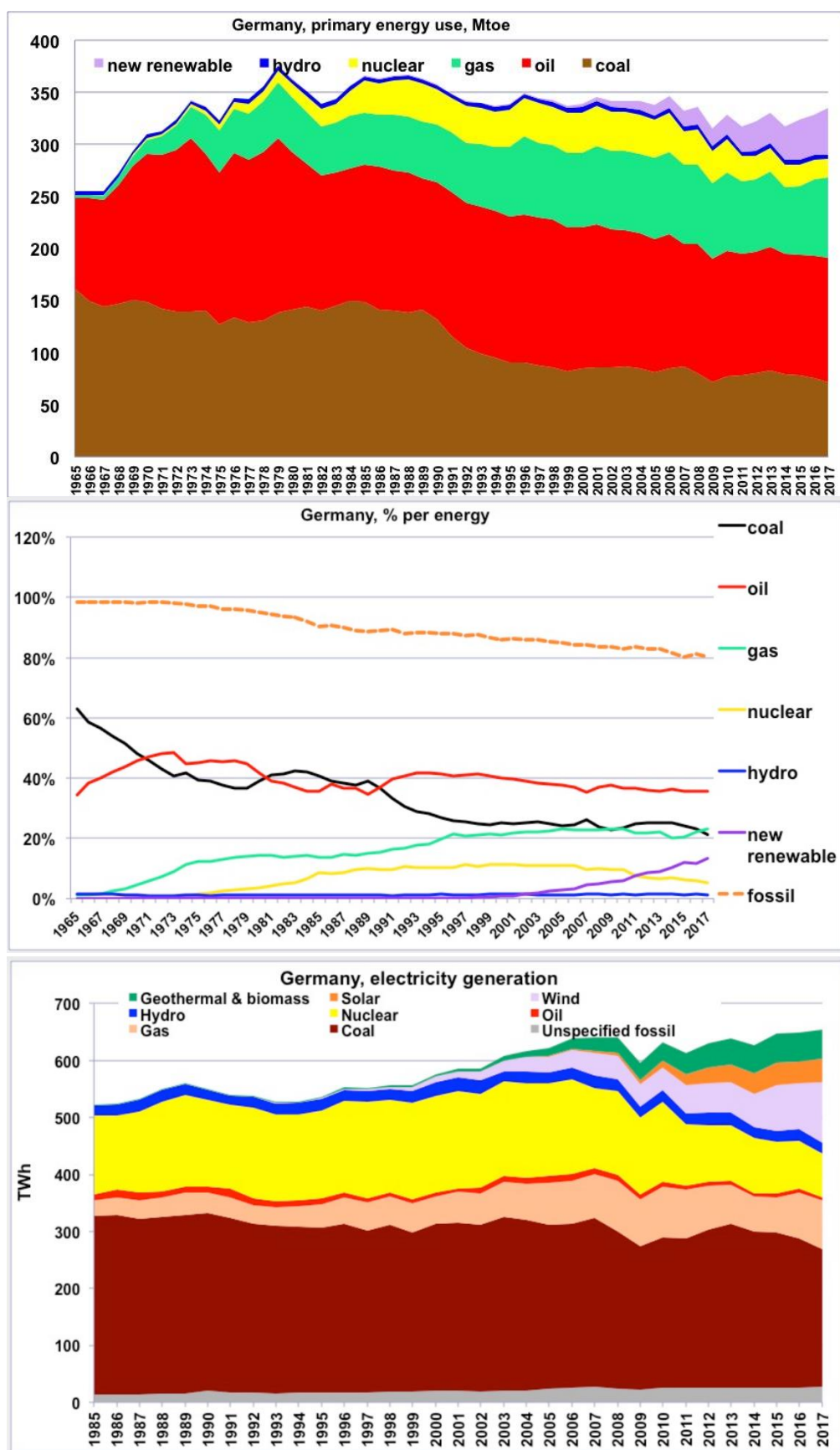


Figura 3. Evolución del mix energético alemán. Source: <https://jancovici.com/en/energy-transition/long-series/germany/>, 2023

Estructura empresarial del sector eléctrico

Formación de las principales empresas del sector

Al inicio del siglo XX ciertos emprendedores vieron una gran oportunidad en el carbón, de esta forma Hugo Stinnes fundó en 1898 RWE¹ como una generadora municipal de electricidad a partir de antracita (carbón duro). En 1914, ya era una de las principales empresas suministradoras en Alemania, y decidieron cambiar a la producción de electricidad por medio de lignito (carbón blando) que a pesar de tener un menor contenido energético también tenía más sustancias volátiles, convirtiéndola en una fuente más barata (más fácil de tratar) de electricidad.

Otras importantes compañías que sufrieron un importante crecimiento en esta época fueron AEG², que superó a RWE en términos de expansión y Siemens.

Sin embargo, esta popularidad creciente del sector provocó que al inicio del siglo XX se diera una saturación del mercado con demasiadas empresas suministradoras y una competencia agresiva en los precios, lo que provocó que 15 de 52 compañías eléctricas se quedaran en bancarota.

Debido a esto, las municipalidades comenzaron a desprenderse de la producción de energía y comenzaron a consolidar contratos de suministro con las suministradoras. Esto provocó una cartelización de la industria del carbón en el que grandes empresas controlaban el sector verticalmente, controlando la generación, el transporte y la distribución final de electricidad. La principal empresa de este tipo fue RWK³. Ante este suceso, el estado alemán (pruso) trató de nacionalizar una de las principales empresas mineras del sector mediante adquisición hostil, pero no resultó debido a que era un ataque directo al sindicato carbonero.

En este momento, debido a la diferencia de opiniones entre el Reich y el gobierno pruso sobre quien debía controlar las tasas e impuestos en el sector eléctrico, el sistema se encontraba completamente desregulado, lo que permitió a las economías de escala formar monopolios, aumentar los precios de manera desleal y elegir sus áreas de suministro mediante criterios económicos, a pesar de que la electricidad ya se trataba de un recurso de interés público.

En 1912, el gobierno pruso añadió controles en las tarifas, obligaciones de ajustes de beneficios, y un proceso de otorgación de permisos de construcción.

El gobierno pruso y el reich coincidían en la concepción del monopolio como un sistema óptimo que abarataría costes en la generación de electricidad.

Primera Guerra Mundial y la ley de socialización general

En 1913, el Reich aprobó la construcción de unas centrales de producción de gran escala que estarían operadas por el monopolio del Reich o al menos con una gran participación de este. Por otro lado, consideraban que monopolios privados en el sector de distribución eran positivos, puesto que el objetivo era llegar al máximo número de clientes.

En 1914, con el inicio de la primera guerra mundial, el Reich toma el control de la economía y con ello también de la industria del carbón, tanto generación como distribución.

Tras el final de la guerra, en 1919 se instaura la ley de socialización general por la cual todas las fuentes de energía deberían regularse de acuerdo con las necesidades de la población (servicio público). El Reich debería tomar el control o cedérselo a una tercera parte supervisada. Con este propósito, salieron leyes que preveían la toma de control de centrales y redes eléctricas por parte del estado, con el objetivo de uniformizar el suministro de energía.

Durante los años siguientes a la ley de socialización general, las inversiones privadas fueron completamente amenazadas por lo que las principales inversiones en este sector fueron realizadas por los estados federales, siendo Bavaria (en hidroeléctricas) y Prusia los que realizaron mayores inversiones.

La Segunda Guerra Mundial y las 2 Alemanias.

Tras la toma del poder de los nacionalsocialistas se eliminan los obstáculos a la regulación del sistema eléctrico y la estructura federal del imperio queda abolida. Debido a la segunda guerra mundial, Alemania pasa de la construcción de grandes centrales, a la descentralización de la generación a un nivel regional con centrales más

¹ Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG

² The Allgemeine Elektrizitätsgesellschaft

³ Rheinische-Westfälisches Kohlensyndikat

pequeñas, para evitar objetivos claros de ataques aéreos.

Tras la guerra, esta estructura descentralizada de centrales y zonas de suministro asegurado para cada municipio permaneció en Alemania del Oeste, sin embargo, en 1957 se saca una ley contra las restricciones a la competencia, de forma que la industria energética se dividió entre distintas compañías interconectadas que se hicieron cargo de la generación y transporte en alta tensión mientras que proveedores regionales se encargaban de abastecer empresas municipales y clientes finales situados en su zona. Las relaciones de suministro se basaban en contratos a largo plazo con duraciones de hasta 20 años, y que incluían una finalidad para la energía adquirida y una delimitación de la zona de suministro específica a la que se destinaba la electricidad.

Por otro lado, en Alemania del Este el sector energético fue completamente nacionalizado tras la guerra y dividieron la producción entre 8 empresas propiedad del estado y el transporte y distribución entre otras 15 empresas propiedad del estado. Sin embargo, con el colapso de la red de distribución, todas estas empresas, y de esta forma todo el sector eléctrico, pasó a formar parte de Treuhandanstalt, una empresa pública alemana encargada de privatizar empresas propiedad del estado. De esta forma, muchas empresas de Alemania occidental como RWE fueron adquiriendo numerosos activos de Alemania del este y con esto adquiriendo un rol decisivo en el país.

El sistema fue transitando hacia una estructura de compañías asociadas con división por proveedores regionales y centrales y activos de los municipios tal como en Alemania occidental.

2.5 Italia

Primera mitad del siglo XX - Desarrollo del potencial hidroeléctrico

En Italia, las primeras centrales de generación eléctrica eran típicamente centrales de carbón en núcleos urbanos. Luego, el desarrollo de la red eléctrica nacional permitió explotar el potencial hidroeléctrico de los Alpes lo que empujó el desarrollo industrial de Italia al principio del siglo XX.

El potencial de las fuentes de energía hidroeléctrica en los Alpes situó a Italia en una buena posición en la que llegaron a plantearse poder ser independientes eléctricamente, incluso contando con un excedente de energía con las fuentes de carbón blanco o antracita halladas también en los Alpes.

Al final de los años 20, se había fijado en Italia un oligopolio de 6 empresas: Edison, Volta, SIP, SADE, SME, y La Centrale.

Tras la segunda guerra mundial se hizo evidente que el potencial hidroeléctrico no era capaz de mantenerse al día con las necesidades de industrialización italianas, por lo que tuvieron que invertir en las fuentes térmicas de energía. De hecho, en los años 50 se había explotado casi todo el potencial hidroeléctrico del país, por lo que en este momento y también debido a algún gran accidente ocurrido en presas, el mix energético italiano comenzó a buscar la diversificación.

Segunda mitad del siglo XX - Nacionalización del sector eléctrico italiano

Desde el principio, la producción eléctrica italiana siempre se había confiado a la empresa privada. Sin embargo, en 1962 se aprobó la nacionalización del sistema eléctrico italiano con la consolidación de la empresa ENEL⁴, que se encargaría de todas las actividades del sector eléctrico, desde la producción hasta la distribución. Todos los propietarios de activos energéticos deberían vender estos a ENEL, tan solo productores propios o auto productores y compañías municipales quedaron exentas de tal expropiación. ENEL absorbió las actividades de más de 1000 compañías italianas.

Esta nueva etapa estaría marcada por un gran desarrollo de la red eléctrica y de la producción. De hecho, la producción italiana creció durante los años 60 a un ritmo del 8% anual, debido principalmente a la inversión en fuentes térmicas y los bajos precios del petróleo de esta década.

Cómo es lógico, este desarrollo sufrió fuertes frenadas en la década de los 70 con las 2 crisis del petróleo en las que Italia tuvo que diversificar su mix volviendo al carbón y recurrir a importaciones de energía del extranjero. Sin embargo, el desarrollo más importante durante esta época se dio generalmente en torno a las nucleares, debido a que en 1975 se lanzó el plan nacional energético que proveyó de un gran desarrollo de esta fuente de

⁴ ENEL: Ente Nazionale per l'Energia Elettrica

energía.

En 1986 en torno a un 30% de la energía provenía de fuentes no fósiles (44,5 TWh hidroeléctricos, 2,8 TWh geotérmicos y 8,8 TWh nucleares de un total de 192,3 TWh de producción nacional).

Sin embargo, tras el accidente de Chernobyl, Italia realiza en 1987 un referéndum en el que decide abandonar el desarrollo de las nucleares, lo que sumado a la recuperación de los precios bajos del petróleo tras la salida de la crisis, empujó a Italia a volver a depender de los combustibles fósiles en gran medida. (Continuó hasta incluso alcanzar en 2007 un pico de 84,7 % de su producción proviniendo de combustibles fósiles)

En la figura 4, se aprecia la evolución del mix energético de producción italiano entre 1900 y 2020.

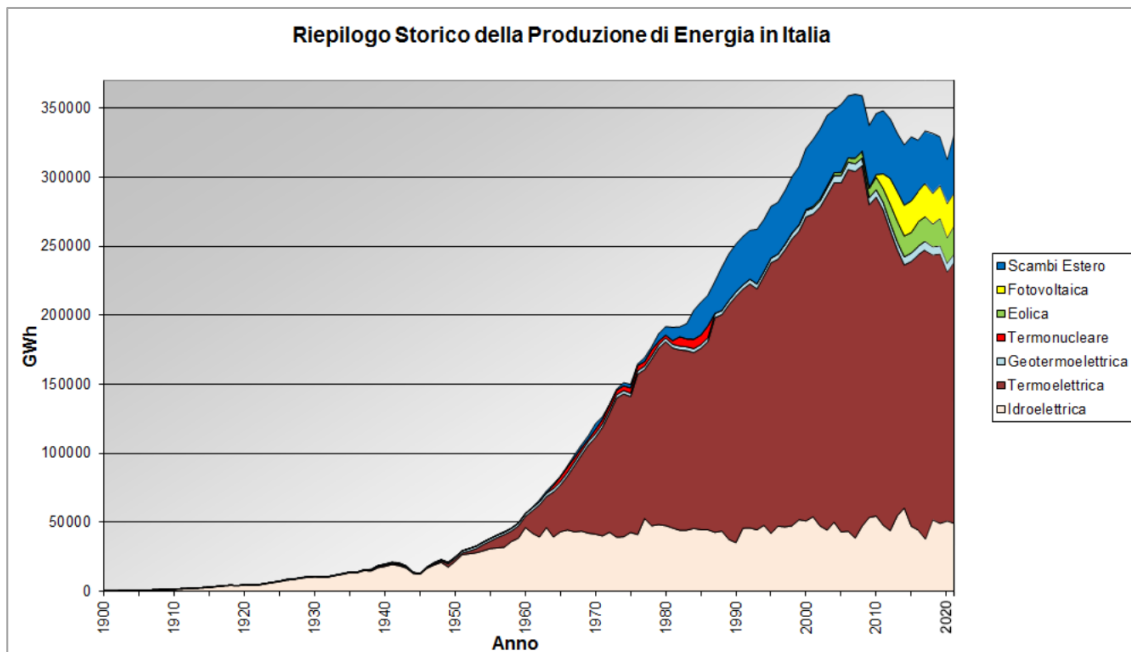


Figura 4. Evolución del mix energético productivo italiano. Fuente: 2023, Terna.

3 SISTEMAS Y MERCADOS ELÉCTRICOS EUROPEOS DURANTE EL SIGLO XXI (1992- 2023)

Esto es una cita al principio de un capítulo.

- El autor de la cita -

En el siglo XXI, el sector eléctrico europeo ha experimentado transformaciones profundas impulsadas por un marco regulatorio dinámico y la necesidad de una transición energética sostenible. Este capítulo examina la evolución de los sistemas y mercados eléctricos de Europa entre 1992 y 2023, con un enfoque en las leyes y directivas que han moldeado este periodo. Asimismo, se analizan los planes nacionales integrados de energía y clima (PNIEC) de cuatro de los principales países de la UE (España, Francia, Alemania e Italia), destacando los objetivos y focos proyectados para 2030. Este análisis proporciona una visión comprensiva de la trayectoria pasada y futura del mercado eléctrico europeo en su camino hacia la descarbonización y la eficiencia energética.

3.1 Evolución de los textos del mercado eléctrico.

Tras el acta única europea de 1992, que buscaba la unificación de los mercados europeos con la supresión de aranceles, surge la necesidad de crear un marco regulador específico para el mercado eléctrico debido a sus características particulares.

En este segmento, se tratarán los distintos textos que se han promulgado en la UE, y que fueron fundamentales en la correcta adaptación de los mercados eléctricos, comenzando por la directiva de la electricidad de 1996, en la que se propone un marco regulatorio común inicial para los mercados eléctricos de los distintos países de la UE.

3.1.1 Directiva de la electricidad de 1996

Generación

Los estados miembros podrán optar por procesos de autorización o licitación para la construcción de nuevas centrales generadoras.

- En caso de optar por procesos de autorización, deberán fijar criterios objetivos y no discriminatorios para la concesión.
- En caso de optar por procesos de licitación, el estado, por medio de organismos como por ejemplo su TSO (Operador de la Red de Transmisión), deberá proporcionar datos como las necesidades de la red de transmisión, la demanda eléctrica, la capacidad de transmisión real y potencial, etc.

El procedimiento de licitación se publicaría al menos seis meses previos al cierre del mismo.

Red de transmisión

Cada estado deberá exigir a las empresas propietarias de la red de transmisión que designen un gestor de la red encargado de su explotación, mantenimiento, así como de su desarrollo y aumento de interconexión con otras redes para asegurar y mejorar la seguridad de suministro. En este sentido, dicho gestor asegurará también la comunicación y conexión correcta con otras redes, la flexibilidad y la existencia de suficientes sistemas auxiliares para garantizar la seguridad de suministro.

Los estados miembros deberán velar por la elaboración de pliegos de condiciones técnicas para la red de transmisión y todos los equipos conectados a ella.

Los estados podrán imponer a los TSO la obligación de jerarquizar el funcionamiento de la capacidad de generación dando prioridad a las renovables.

Red de distribución

Al igual que para la red de transmisión, los estados miembros deberán demandar a las empresas propietarias la designación de un gestor de la red de distribución para su explotación, mantenimiento, desarrollo y gestión de la interconexión.

Las tarifas de suministro serán regulables para promover la igualdad de trato y oportunidades de distintos clientes.

Transparencia y separación de las cuentas.

Los estados y las autoridades competentes podrán acceder a la contabilidad de las empresas de generación, transmisión y distribución cuya consulta resulte necesaria para un correcto control.

Las empresas eléctricas integradas, es decir, que realicen actividades en las distintas ramas del sistema eléctrico (generación, transmisión y distribución), deberán tener cuentas separadas para cada uno de estos ámbitos de actividad.

Acceso a las redes de transmisión y distribución.

El texto contempla 2 tipos de accesos a la red:

- El negociado, para el cual se obliga a los gestores de las redes de transmisión y distribución a publicar sus índices de precios de acceso a la red basados en los precios de los contratos de acceso acordados durante negociaciones en los 12 meses previos.
- El comprador único, en el que los estados deberán designar una persona jurídica en calidad de comprador único (dentro del territorio abarcado por el gestor de la red). Los clientes deberán seguir teniendo la libertad de realizar contratos de compra de energía con empresas de suministro ya sea fuera o dentro del territorio que abarque la red. Los estados podrán entonces obligar a este comprador único a comprar la electricidad objeto de un contrato entre cliente y productor.

Estado de crisis.

Este documento concibe que, en caso de aparición de crisis en el sector eléctrico, los estados miembros podrán tomar medidas de salvaguarda siempre y cuando éstas sean inmediatamente notificadas al resto de estados y que no enturbien la competencia y afecten de forma negativa al comercio e interés común. La UE podrá exigir al estado la modificación o incluso supresión de dichas medidas.

3.1.2 Protocolo de Kioto de 1997

En 1997, 84 países firmaron el protocolo de Kioto y 46 lo ratificaron. Sin embargo, necesitaban la ratificación de al menos 55 países que representaran al menos el 55% de las emisiones de los países desarrollados. No fue hasta 2005, que este entró en vigor, con la ratificación por parte de Rusia. De las grandes potencias emisoras, solo se encontraban la UE y Japón mientras que no se acogieron a dicho acuerdo ni China, ni Australia, ni Estados Unidos.

El protocolo de Kioto establecía tres mecanismos para la consecución de sus objetivos de disminución de

emisiones:

- Comercio internacional de emisiones: Difusión de derechos de emisiones de gases de efecto invernadero para la compra y venta entre países a fin de alcanzar los objetivos comunes.
- Mecanismo de desarrollo limpio: Implementación por parte de los países desarrollados de proyectos de energías renovables en países en vías de desarrollo. El primero obtiene créditos vendibles por la acción y el segundo un desarrollo sostenible.
- Mecanismo de aplicación conjunta: La inversión de países desarrollados en países en vías de desarrollo otorgan créditos al primero que suman a sus cuotas de reducción del país, de esta forma está obteniendo créditos a precios más baratos.

El periodo de vigencia del protocolo de Kioto debía ser hasta el año 2020, sin embargo, este acabó siendo sustituido en 2016 por el Acuerdo de París, no sin antes traer consigo una reducción de las emisiones globales del 25% en 2018 respecto a las cifras de 1990.

3.1.3 Directiva de energías renovables de 2001

Esta directiva tenía por objetivo la promoción de las energías renovables mediante la fijación de cifras objetivo indicativas de generación eléctrica mediante energías renovables por país. El objetivo a gran escala era inicialmente llegar al 12 % de consumo doméstico bruto procedente de renovables en 2010 y al 20% en 2020. En la tabla 1, puede verse la cuota de consumo que representaban las renovables por país en 1997 y los índices indicativos de los objetivos por país para 2010.

Tabla 1. Índices de cuotas de generación renovable en el consumo bruto por país en 1997 y indicativos de 2010 (Comisión Europea)

| País | Cuotas 1997 | Objetivos 2010 |
|--------------|--------------|----------------|
| Bélgica | 1,1% | 6% |
| Dinamarca | 8,7% | 29% |
| Alemania | 4,5% | 12,5% |
| Grecia | 8,6% | 20,1% |
| España | 19,9% | 29,4% |
| Francia | 15% | 21% |
| Irlanda | 3,6% | 13,2% |
| Italia | 16% | 25% |
| Luxemburgo | 2,1% | 5,7% |
| Países Bajos | 3,5% | 9% |
| Austria | 70% | 78,1% |
| Portugal | 38,5% | 39% |
| Finlandia | 24,7% | 31,5% |
| Suecia | 49,1% | 60% |
| Reino Unido | 1,7% | 10% |
| UE | 13,9% | 22% |

Como puede apreciarse, los objetivos fijados en dicho documento eran muy bajos con respecto a las cifras indicativas por país y de sus objetivos de aumento futuro de generación renovable.

Esta directiva fue remplazada o actualizada por la directiva de las energías renovables de 2009 y más adelante por la de 2018. La primera, conocida como RED I, *Renewable Energy Directive I*, mantenía el objetivo de una cuota del 20% del consumo doméstico de electricidad procedente de generación renovable, y además fijaba un objetivo del 10% por país de la electricidad utilizada para la obtención de combustibles destinados al transporte procedente de generación renovable. Con este objetivo en mente, este texto proporciona numerosas cifras relacionadas con el contenido energético de cada combustible, sus impactos en términos de emisión de gases efecto invernadero y la reducción de estas según el proceso de producción de dichos carburantes.

En la tabla 2, se muestran los objetivos por país para 2020 los cuales debían suplir con creces el objetivo del 20% de cuota de renovables en el consumo doméstico que fijaba la directiva.

Tabla 2. Objetivos de cuotas de renovables en el consumo doméstico en 2020 fijados en la directiva de 2009 (Comisión Europea)

| País | Objetivos 2020 Directiva 2009 |
|-----------------|----------------------------------|
| Alemania | 18 % |
| Austria | 34 % |
| Bélgica | 13 % |
| Bulgaria | 16 % |
| Chipre | 13 % |
| Dinamarca | 30 % |
| España | 20 % |
| Estonia | 25 % |
| Finlandia | 38 % |
| Francia | 23 % |
| Grecia | 18 % |
| Hungría | 13 % |
| Irlanda | 16 % |
| Islandia | 72 % |
| Italia | 17 % |
| Letonia | 40 % |
| Lituania | 23 % |
| Luxemburgo | 11 % |
| Malta | 10 % |
| Noruega | 67,5 % |
| Países Bajos | 14 % |
| Polonia | 15 % |
| Portugal | 31 % |
| República Checa | 13 % |
| Rumania | 24 % |
| Reino Unido | 15 % |
| Eslovaquia | 14 % |
| Eslovenia | 25 % |
| Suecia | 49 % |

La directiva de 2018, conocida como RED II, *Renewable Energy Directive II*, trae consigo un nuevo objetivo de energías renovables esta vez para el año 2030, fijado en un 32% a nivel europeo, pero esta vez sin índices específicos por países. Además, trae consigo otros objetivos como la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero un 40% con respecto al valor de 1990. Ambas cifras serían posteriormente modificadas en el paquete de la UE “fit for 55”, cuyo objetivo era la revisión del RED II. Estas nuevas cifras fueron respectivamente 40% (para la cuota de renovables en el consumo) y 55% (para la reducción de gases de efecto invernadero). En 2022, se volvió a proponer aumentar la cuota de renovables esta vez a 45%, en el texto REPowerEU, sin embargo, tras una serie de discusiones, en marzo de 2023 esta cifra se acabó fijando en un 42,5% (con un complemento indicativo adicional del 2,5% para llegar posiblemente al 45%).

3.1.4 Directiva de eficiencia energética de 2006

Este documento buscaba mejorar el ahorro de energía de la UE, apoyando indirectamente los objetivos de reducción de emisiones y aumento de la seguridad de suministro.

Este texto, aporta un objetivo orientativo del 9% de ahorro energético para el noveno año de aplicación de este, sin embargo, es un objetivo facultativo, no obligatorio. Además, el documento aporta distintos anexos para el cálculo objetivo de dicho ahorro, los factores de conversión e incluso consejos y ejemplos sobre distintas medidas a implementar para fomentar el ahorro energético.

Las distintas disposiciones en virtud de la eficiencia energética que son mencionadas en la directiva son las siguientes:

- El estado debe actuar como ejemplo aplicando en el sector público un número mínimo de las medidas de ahorro energético encontradas en uno de los anexos del documento. Algunos ejemplos de estas medidas son la compra de equipos eficientes según listas elaboradas por las autoridades competentes mediante análisis de ciclo de vida, uso de instrumentos financieros para ahorros de energía, utilización de auditorías energéticas...
- El estado designará una o varias organizaciones para la integración y control de los requisitos de mejora de eficiencia energética.
- Los estados deben garantizar que los DSO (Operadores de la Red de Distribución) y las empresas minoristas de venta de energía proporcionen información sobre sus clientes (consumo, perfiles de carga, localización geográfica...) al menos una vez al año.
- Los estados deben implementar mecanismos de eficiencia energética y marcos financieros y jurídicos adecuados para alcanzar el objetivo fijado en el documento. La información al respecto de estos marcos y mecanismos debe difundirse y estar disponible para todos los actores del mercado.
- Los estados deben poner a disposición de los proveedores de servicios energéticos, si lo estiman pertinente, sistemas de acreditación, cualificación y certificación objetivos que fomenten el mercado de servicios energéticos. Existen, por ejemplo, en España las etiquetas de eficiencia energética de los edificios que van de la A a la G, en Francia los CEE, *Certificats d'Économies d'énergie*, que se otorgan por la implementación de medidas de eficiencia energética.
- Los estados modificarán la legislación con excepción de aquella puramente fiscal, que entorpezcan el uso de instrumentos financieros para el ahorro de energía. Estos instrumentos financieros pueden ser: exenciones fiscales para tecnologías específicas, pólizas de seguros, contratos que incluyan las cifras de ahorro energético, etc. Los estados pondrán contratos modelo a disposición de los proveedores de servicios energéticos.
- Los estados deben asegurar la existencia de sistemas de auditoría energética de calidad a disposición de todos los clientes y proveedores de servicios energéticos.
- Promoción de la implementación por parte de los estados de fondos y mecanismos de financiación para medidas de ahorro energético. Estos mecanismos pueden ser exenciones fiscales, subvenciones, préstamos, garantías financieras, etc.
- Por último, los estados deben promover que los proveedores pongan a disposición de los clientes cifras y gráficas comparativas de cosas como: sus consumos, los precios de la energía, el perfil de consumo medio o normalizado referente a la misma categoría de usuario, etc.

En 2012, la comisión europea publica otra directiva de eficiencia energética derogando la anteriormente comentada, en la que, manteniendo el objetivo del 9% de ahorro energético (para 2016), se añade un objetivo más ambicioso del 20 % para 2020.

En esta directiva, aun siendo cifras objetivo de carácter orientativo, ya se implementan ciertas obligaciones que se habían mencionado en otros textos de la Comisión, como la obligación de renovar un porcentaje de los edificios de la administración pública existentes (rehabilitación).

Además, se mencionan más medidas a tomar en virtud de la eficiencia energética como:

- La implementación en medida de lo posible de contadores individuales por cliente.
- Renovación de los edificios para mejorar su eficiencia energética, dando prioridad a los de la administración pública para promover con el ejemplo.
- Instauración de sistemas de obligaciones de eficiencia energética en los que puedan incluirse requisitos de finalidad social como dar prioridad a clientes o zonas de pobreza energética. En estas obligaciones, los estados deberán expresar de forma explícita la cantidad de ahorro energético requerido por cada parte, y poner a disposición organismos especializados que midan dicho ahorro de forma objetiva.
- Implementación por parte de los estados de medidas que promuevan la participación en el uso eficiente de la energía de los pequeños clientes incluidos los hogares.
- Implementación por parte de los estados de un régimen de sanciones por el incumplimiento de obligaciones relativas a la eficiencia energética.
- El texto adicionalmente promueve específicamente el aumento de la eficiencia energética en el suministro de energía en los sectores de climatización (calefacción y refrigeración) y en el sector de transformación, transporte y distribución de energía.

Finalmente, como se ha comentado anteriormente, en 2018 se actualiza la directiva de eficiencia energética al texto más reciente, donde los principales cambios o añadidos fueron:

- Fijación de un nuevo hito en el objetivo de aumento de la eficiencia energética, que ya estaba fijado en un 20% para 2020, a un 32,5 % para el año 2030.
- Una obligación de los estados miembros de alcanzar un ahorro acumulado del uso final de la energía equivalente a un 0,8% anual entre 2021 y 2030.
- Se fija el 25 de octubre de 2020 como fecha límite para la implementación de contadores de calefacción y repartidores de costes individuales por cliente.
- Se hace un especial énfasis sobre 2 sectores esenciales para la eficiencia energética: Los recursos naturales que deben ser considerados dentro de las estrategias de eficiencia centrándose en los principios de economía circular, y el agua, debido a que el tratamiento de las aguas residuales supone un 3,5% del consumo eléctrico europeo y a que las fugas de agua representan un 24% del consumo de dicho recurso en la UE.

3.1.5 Acuerdo de París de 2016

En 2016, debido a la emergencia climática, surge el Acuerdo de París como sustitución al protocolo de Kyoto. En este acuerdo, 196 países a nivel global, entre ellos los países pertenecientes a la UE, firmaron un acuerdo jurídicamente vinculante para alcanzar unos objetivos climáticos más ambiciosos basados en torno a la idea de disminuir el aumento de la temperatura global a menos de 2 grados Celsius (1,5°C preferiblemente) en 2100 respecto a los niveles preindustriales y que las emisiones de gases de efecto invernadero se limiten a cero en 2050.

Este acuerdo fomentaría más adelante la modificación de los objetivos vistos en textos anteriores por parte de la UE por metas más ambiciosas.

Este acuerdo tiene una forma cíclica en la que cada 5 años los estados deben presentar su nuevo paquete de medidas más ambiciosas para el alcance de los objetivos.

Para la supervisión de la consecución de dichos objetivos y el funcionamiento de las estrategias de los distintos países, el acuerdo establece un marco de transparencia mejorada, en virtud del cual, a partir de 2024, los países deberán informar de las medidas adoptadas y los progresos alcanzados, también están previstos procesos internacionales para el examen de los informes por países. Con la adición de todos estos informes nacionales se realizarán balances globales de la situación.

En la actualidad, aunque exista la necesidad de seguir buscando objetivos más ambiciosos, los resultados de dicho acuerdo junto con el resto de reglamentaciones al respecto están siendo notorias, con las tecnologías neutras en carbono volviéndose cada vez más competentes y los sectores de emisiones intensivas problemática

principal en este ámbito, optando cada vez más por estas tecnologías. Dos ejemplos claros en los que los países están centrando sus esfuerzos son los sectores de la edificación y el transporte, principales contribuyentes en materias de emisiones y que son objeto de mucha redacción en los reglamentos sobre eficiencia energética.

3.1.6 Reglamento sobre gobernanza de la Unión en energía y clima de 2018 (2018/1999)

Este texto surge como objetivo de cumplir con los objetivos de la UE en materia de energía generales y específicos de 2030 y a más largo plazo, todo en consonancia con el acuerdo de París sobre el cambio climático ratificado en 2016. Los objetivos abordaban 5 dimensiones: Seguridad energética, mercado interior de energía, eficiencia energética, descarbonización e investigación e innovación y competencia.

En el momento de la redacción del documento del que trata esta sección había 4 objetivos clave fijados (desde 2014):

- Reducción de un mínimo del 40 % las emisiones de gases de efecto invernadero hasta el año 2030.
- Aumento de al menos el 27 % en eficiencia energética revisable para subir al 30% hasta el año 2030. (Actualizado en la directiva 2018/2002 sobre eficiencia energética ya comentada, objetivo final para dicho año del 32,5%)
- Una cuota de energías renovables de al menos 27% en el consumo. (Actualizado en la directiva 2018/2001 sobre energías renovables, objetivo final para dicho año del 30%)
- Un aumento al menos del 15% en las interconexiones eléctricas.

Con estos objetivos en mente el texto establece, para garantizar su cumplimiento, que los estados de la Unión deben proveer de forma decenal un Plan Nacional integrado de Energía y Clima, conocidos como PNIEC, abordando las 5 dimensiones comentadas más arriba, con objetivos generales, específicos y sus contribuciones a los objetivos. La primera tanda de estos planes abarcaría el periodo entre 2021 y 2030.

Otras líneas de actuación marcadas en el reglamento eran la estimulación de la cooperación entre los estados miembros, la promoción de la seguridad y visibilidad a largo plazo para los inversores de la UE, el aumento del empleo y el crecimiento y cohesión social y la reducción de las cargas administrativas.

Para el correcto desarrollo de estas líneas de trabajo se modificó el sistema existente de seguimiento y presentación de informes a partir de 2021 para garantizar un informe coherente por parte tanto de la comisión como de los estados miembros.

Esto último se tradujo en informes de situación y de seguimiento bienales y comunicación de la actualización de ciertos datos de forma anual por parte de los países de la UE.

3.1.7 Conclusión de las cifras objetivo de la UE para 2030:

La UE establecía en 2015 un marco energético alrededor de 5 dimensiones o ejes en torno a los que centrarse en la transición energética: la descarbonización junto con las energías renovables, la eficiencia energética, la seguridad energética, el mercado interior de la energía e investigación, innovación y competitividad, estos ejes han sido tratados en los distintos textos y directivas anterior mente expuestos, debido al gran número de revisiones y actualizaciones de las cifras, a continuación se encuentra una síntesis de las cifras objetivo tal y cómo se ven a día de hoy con las últimas actualizaciones conocidas para el año 2030:

- | | |
|--|--------|
| • Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 1990: | 55 % |
| • Cuota de renovables sobre el consumo total de energía final bruta: | 42,5 % |
| • Objetivo de aumento de eficiencia energética: | 32,5 % |
| • Interconexión eléctrica entre los estados: | 15 % |

3.2 Evolución por países.

Es importante remarcar que para los planes PNIEC por cada país se ha tomado de referencia la versión de los

objetivos más actualizada hasta la fecha, generalmente debería ser del año 2023 pero para los casos de Alemania y Francia no han renovado su documento desde 2019, ergo la información recogida en este documento proviene o bien de sus PNIEC de 2019 o de documentaciones adicionales sacadas por los países a tratar, que al igual que en el capítulo anterior serán: España, Francia, Alemania e Italia.

Además, Europa y el mundo se encuentran en un panorama de transición intenso en el que los objetivos cambian continuamente, hasta el punto de que en ocasiones los objetivos de algunos países en términos de instalación de renovables por ejemplo se han duplicado para 2030 entre 2016 y 2019 o 2019 y 2023.

3.2.1 España

3.2.1.1 Objetivos 2020 – Logros

Previo a comentar los logros de España en sus objetivos de 2020, es necesario explicar brevemente las diferencias entre energía primaria y energía final y el consumo de las mismas.

La energía primaria y final son indicadores para la medida de objetivos en el ámbito de la energía y el clima. Estos indicadores hacen referencia a las necesidades energéticas del país en cuestión excluyendo usos no energéticos, entre los que se encontrarían, por ejemplo, los combustibles utilizados en la fabricación de productos para manufactura. La diferencia entre energía primaria y final es que la energía primaria se refiere a toda la energía consumida o bien perdida en los procesos de transformación, transporte y distribución, la energía final en cambio se refiere tan solo a la energía útil para el consumidor último, es decir, ignorando estas pérdidas.

España, como miembro de la UE se encuentra sujeta a las normas y límites fijados por los documentos de la Comisión. En este aspecto, es importante comentar que es uno de los países líderes de la transición energética con una gran cuota de renovables en su mix energético.

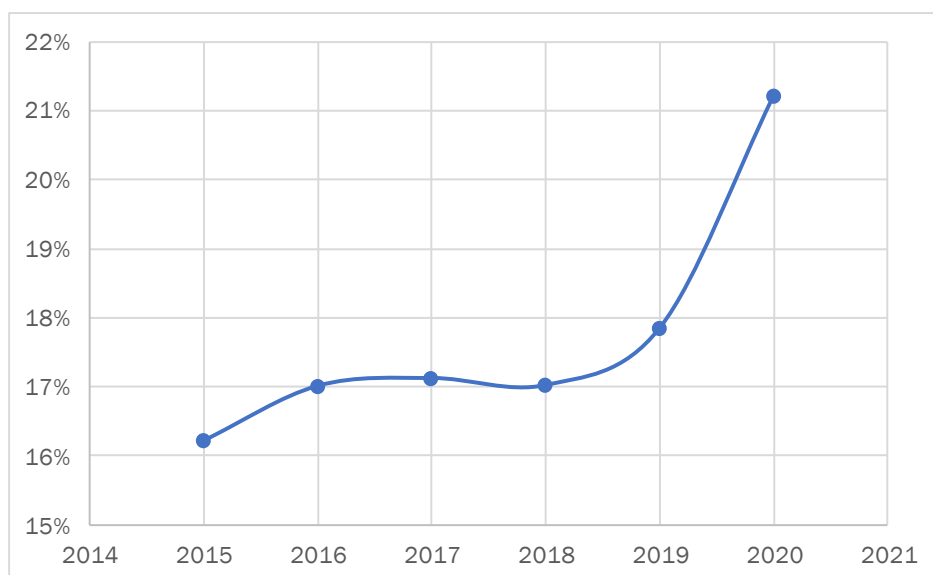
España avanza rápido en los objetivos verdes tras un periodo de inversión débil entre 2013 y 2018 debido a la salida de una reciente crisis económica y a un marco regulatorio no lo suficientemente óptimo para la inversión en renovables, sin embargo, llega de manera holgada a los objetivos que se había fijado (en línea con las directrices europeas) en términos de transición energética para 2020. De esta forma:

- Se llega al objetivo de eficiencia energética el cual alegaba un ahorro del 20% en energía primaria en 2020 contra un 35,4% al que se acaba llegando finalmente respecto a niveles de 1990.
- Se llega al objetivo de la cuota de renovables en el consumo, el cual fijaba un 20 % de la demanda cubierta mediante producción renovable, España llegó a alcanzar en 2020 la cifra de 21,4 %. En este aspecto, también marcó un objetivo del 10% del consumo del sector del transporte cubierto por renovables, el cual no se cumplió llegando a 9,54%, sin embargo, esto fue compensado por un aumento considerable de la cuota de renovables en la producción de frío y calor que llegó en torno al 18% y sobre todo en la generación eléctrica donde gracias al gran aumento de las eólicas y las fotovoltaicas se llegó a un 42,94%.

En la tabla 3 y la figura 5, puede apreciarse la evolución de la cuota de renovables en el consumo.

Tabla 3. Evolución de la cuota de renovables en España (%)

| Años | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|------------|------|-------|-------|--------|-------|--------|
| % RES | 16% | 17% | 17% | 17% | 18% | 21% |
| %Variación | | 4,87% | 0,65% | -0,58% | 4,88% | 18,88% |

**Figura 5. Evolución de la cuota de renovables en España (%)**

Para llegar a los objetivos tuvieron que darse una serie de factores. Puede apreciarse un pico en el aumento de la cuota de renovables en el año 2020, este se da principalmente gracias al aumento de esta cuota en la generación eléctrica, que pasa del 37 al 42% debido principalmente a un fuerte aumento de la generación renovable de en torno al 10% y a una bajada de la demanda bruta de en torno al 4,8%. Adicionalmente, en el sector del transporte se pasó de un 7,61% a un 9,54% debido también principalmente a la bajada de la demanda eléctrica en dicho sector y al fomento de los biocombustibles en el transporte por carretera.

3.2.1.2 Objetivos 2030 – PNIEC

Debido al reglamento europeo de 2018 sobre energía y clima, cada país debía presentar su PNIEC previo a 2020, de este modo, en España, se presentó a consulta pública su plan nacional para llevarlo a la Comisión Europea en marzo de 2020, la cual lo aceptó permitiendo al consejo de ministros adoptar la versión final del mismo en marzo de 2021.

Las cifras claves de este plan resultan de la adición de las medidas tratadas en él, y por lo tanto deberían ser cifras obtenibles de manera natural y sostenible, estos objetivos a conseguir en 2030 son los siguientes:

- Reducción de gases de efecto invernadero mínima respecto a niveles de 1990: 23%
- Presencia mínima de las renovables dentro del uso de la energía final: 42%
- Potencia total y renovable: 160 GW / 113 GW
- Objetivo de eficiencia energética: 32,5%⁵
- Reducción de la dependencia energética externa del 74% de 2019 hasta: 61%

Sin embargo, estos objetivos evolucionan debido al artículo 14 del reglamento 2018/1999, por el cual cada país debe proveer desde 2023 una actualización anual de su PNIEC o razones por las que no consideran una actualización necesaria. De esta forma, los objetivos actuales del Plan Nacional de Energía y Clima (versión borrador) español para 2030 son los siguientes:

⁵ Sin embargo, las tendencias fijadas por las medidas a implementar por el plan nacional veían factible incluso un 39,6% de mejora.

- Reducción de gases de efecto invernadero mínima respecto a niveles de 1990: 32%
- Presencia mínima de las renovables dentro del uso de la energía: 48%
- Mejora de la eficiencia energética: 44%
- Potencia total y renovable: 214 GW / 160 GW
- Reducción de la dependencia energética externa del 74% de 2019 hasta: 51%

Se denota un fuerte crecimiento de los objetivos, el cual es lógico pues a la crisis de la COVID-19 la siguió la crisis del gas debido a la invasión rusa de Ucrania, lo que disparó los precios, motivando el aumento de la eficiencia y el ahorro energético continuado de todos los países además de la inversión en renovables y otras fuentes alternativas al gas ruso que fomentaran la independencia energética del mismo. Además, una débil capacidad nuclear durante 2022 volvió a Francia, país normalmente exportador de energía, importador neto durante dicho año, de forma que motivó que el resto de los países, como España, fomentaran más todavía la inversión en producción de energía de forma autóctona.

Los objetivos nacionales de este plan se organizan en torno a 5 ejes: la descarbonización, la eficiencia energética (íntimamente ligados), la seguridad energética, el mercado interior de la energía, y I+D+i.

3.2.1.2.1 Descarbonización

El objetivo de emisiones cero netas en 2050 implica mitigar al menos el 90% de las emisiones brutas totales de gases de efecto invernadero con respecto a 1990. Las medidas de este plan 2023-2030 contemplan el paso de 309,8 MtCO_{2eq} emitidos en 2019 a 194,6 MtCO_{2eq} en 2030. En la figura 6, se puede apreciar una evolución de las emisiones hasta la fecha y la tendencia prospectiva hasta el año 2030.

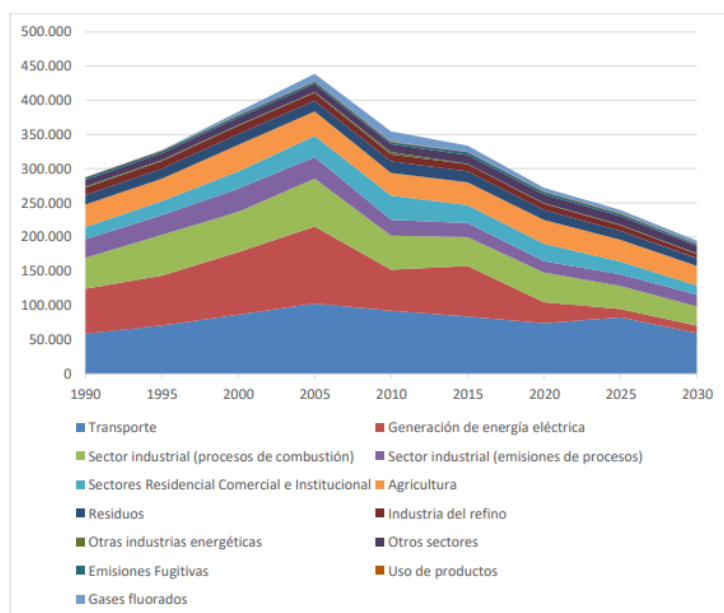


Figura 6. Evolución de las emisiones en España [KtCO_{2eq}], proyección 2030. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023

La disminución más grande que se aprecia es en el sector de generación de energía eléctrica (-33 MtCO_{2eq}) y se debe a la gran penetración de las fuentes de energía renovable en este sector, que deberían representar el 81% de la generación eléctrica en 2030.

A continuación se encuentra el sector del transporte con una disminución de 32 MtCO_{2eq}, que se debe al fomento del transporte público colectivo, el compartido, los no emisores y la generalización de las zonas de bajas emisiones en ciudades de más de 50000 habitantes a partir de 2023.

En total, los sectores de la energía sujetos al comercio de derechos de emisión (sectores dentro del ETS, Emission Trading System) contribuyen al objetivo de este PNIEC con una reducción del 70% en 2030 con respecto a 2005, y los sectores difusos (los no sujetos a estos comercios de emisión, como pueden ser los sectores de transporte y calefacción) con un 43% (los sectores difusos representaron en 2019 en torno al 60% de las

emisiones). En la figura 7, se aprecia la evolución de las emisiones para estos 2 sectores específicamente.

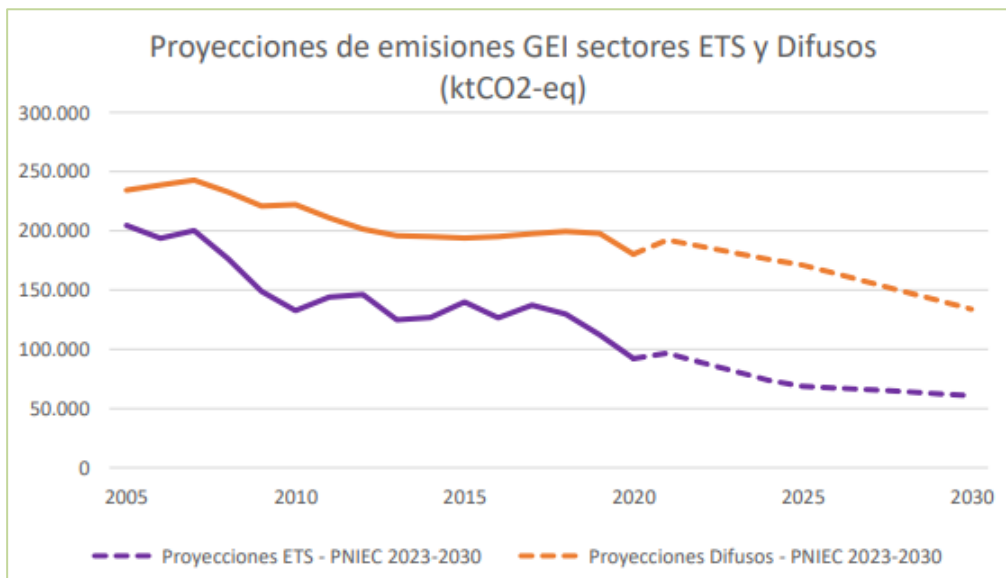


Figura 7. Evolución de las emisiones en sectores difusos y ETS. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023

El compromiso de reducción de emisiones en sectores difusos en España alcanza el 37,7% en 2030 respecto a 2005, lo que cumple con los objetivos vinculantes de la UE⁶.

En materia de la descarbonización cobra mucha importancia el desarrollo e implementación de las energías renovables para transformar la generación y con ello además la electrificación de los usos energéticos. De esta forma en las figuras 8 y 9 se aprecia la evolución de la aportación de las energías renovables sobre el consumo final de la energía y la evolución de la potencia instalada por tipo de energía respectivamente.

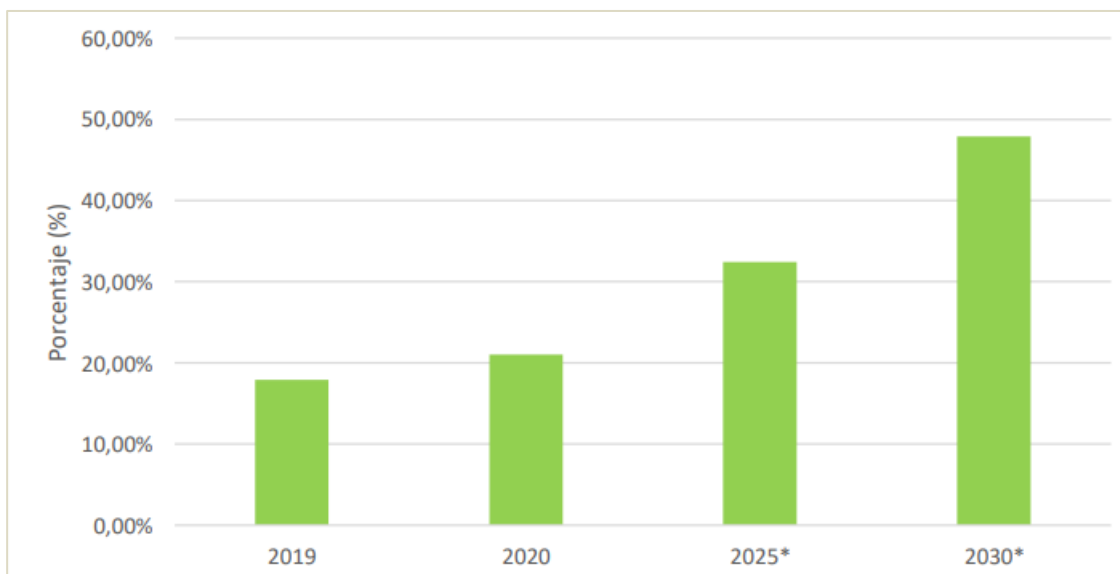


Figura 8. Evolución de la aportación de las energías renovables en el consumo final de energía. Fuente, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023

⁶ Objetivos vinculantes para los estados miembros de la UE fijados en el Reglamento (UE) 2023/857, en concordancia con el acuerdo de París y el Reglamento (UE) 2018/1999.

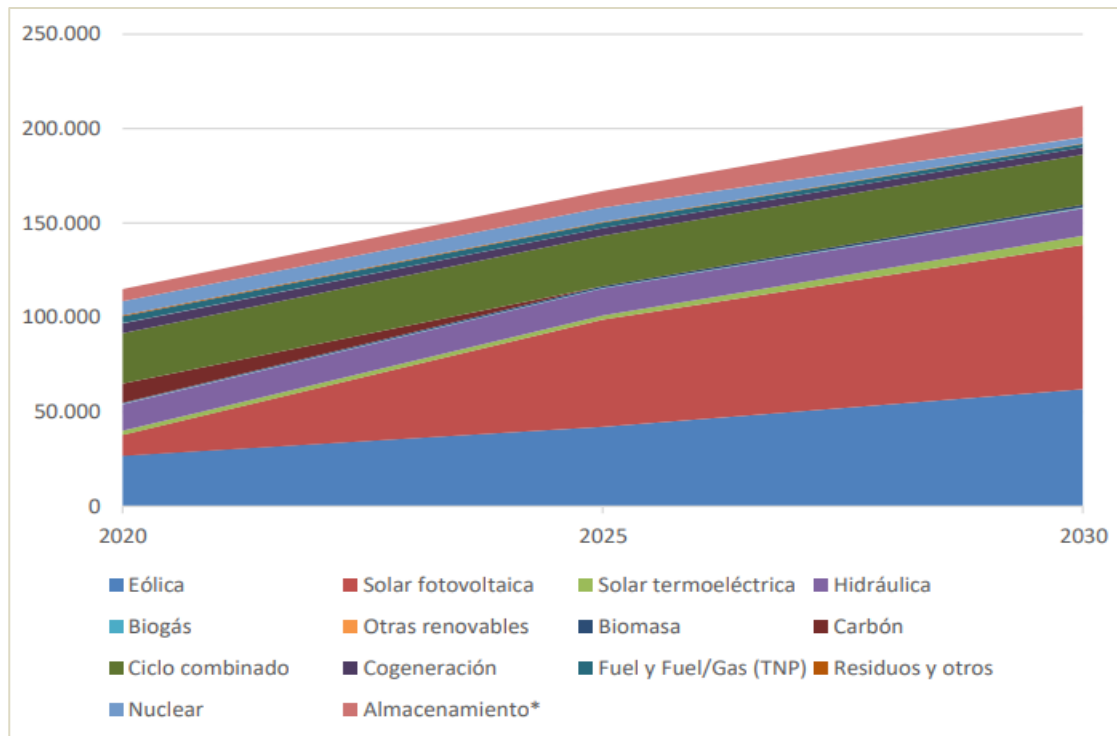


Figura 9. Evolución de la potencia instalada [MW] según la fuente de energía. Fuente, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023

Con todo esto las renovables deben pasar de representar el 17,9% del mix energético sobre el uso final de la energía en 2019 al 48% en 2030, y además un 81% de la generación eléctrica siendo de origen renovable.

Por último, con respecto a este punto cabe mencionar la mejora del autoconsumo renovable, con cambios en la regulación introducidos en 2018, acelerando procesos, disminuyendo peajes de red y cargos sobre la energía autoproducida, debería permitir llegar en 2030 a 19 GW de autoconsumo instalado.

3.2.1.2.2 Eficiencia energética

La directiva 2018/1999, sustituida por la directiva 2018/2002 fijaba un marco de medidas para llegar a una mejora del 32,5% de la eficiencia energética en 2030 con respecto a un caso de referencia sin cambios de 2018. Sin embargo, en el momento del borrador la directiva 2023/1791 del parlamento y del consejo estaba en proceso de aprobación, y se acabó aprobando el 13 de septiembre de 2023; esta directiva marca un objetivo indicativo del 40,5 % en energía primaria y un objetivo del 38% vinculante en energía final. El plan español presentado en este documento PNIEC se adapta correctamente a este objetivo vinculante de energía final y propone un 44% de mejora de la eficiencia en 2030.

En materia de ahorro energético, el objetivo europeo fija un objetivo original de 37206 ktep entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2030, sin embargo, el parlamento, el consejo y la comisión acaban fijando un hito de 53593 ktep basado en las medidas expuestas por España en el PNIEC y las distintas revisiones de las directivas de eficiencia energética. En la figura 10, puede apreciarse la evolución fijada para llegar a los hitos mencionados.

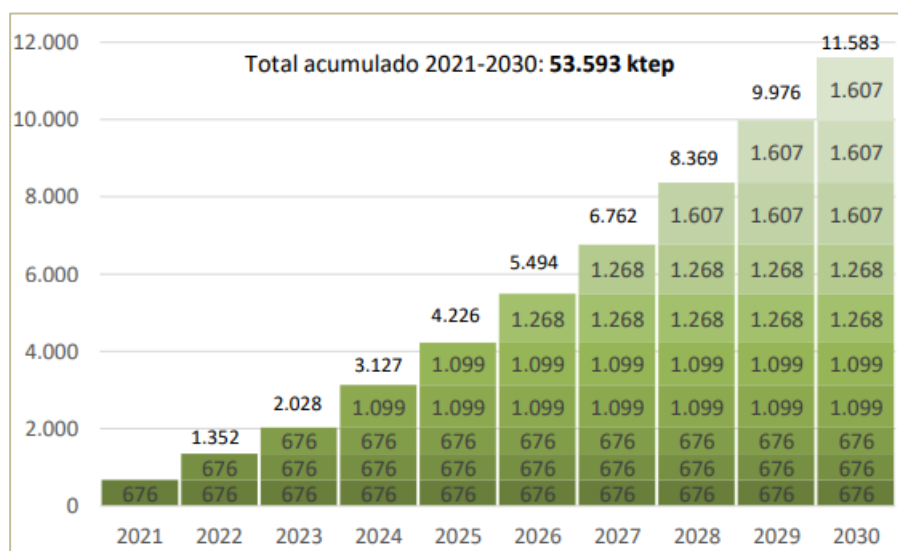


Figura 10. Evolución de los objetivos acumulados de ahorro de energía entre 2021 y 2030 en España. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023

3.2.1.2.3 Seguridad energética

En este ámbito, España se centra en las siguientes dimensiones: Reducción de la dependencia energética exterior, diversificación de fuentes de energía y suministro, incremento de la flexibilidad en la demanda y aumento del desarrollo de nuevas fuentes de energía.

En cuanto al primer apartado, España parte de una situación en la que es un país mayormente importador durante toda la primera parte del siglo XXI, hasta llegar al octubre de 2021, donde se convierte en exportador neto de electricidad durante todos los meses hasta la actualidad, como se aprecia de forma anual en la tabla 4 y la figura 11.

| GWh (+Import/- Export) | Portugal | Francia | Andorra | Marruecos | Total |
|------------------------------|----------|---------|---------|-----------|----------|
| 2015 | -2266,4 | 7324,2 | -264,1 | -4926,9 | -133,2 |
| 2016 | 5086,1 | 7801,5 | -278,3 | -4951,3 | 7658,0 |
| 2017 | 2685,1 | 12465,1 | -233,1 | -5748,1 | 9169,0 |
| 2018 | 2655,1 | 12046,6 | -210,4 | -3389,0 | 11102,3 |
| 2019 | -3399,1 | 9696,9 | -208,2 | 772,8 | 6862,3 |
| 2020 | -1456,7 | 5229,3 | -196,1 | -296,9 | 3279,6 |
| 2021 | -4751,7 | 5650,5 | -225,1 | 178,8 | 852,4 |
| 2022 | -9255,6 | -8830,6 | -285,6 | -1429,8 | -19801,7 |
| 2023 | -10229,7 | -1630,4 | -240,7 | -1855,9 | -13956,8 |
| 2024 | -1005,0 | -2556,5 | -122,5 | -942,5 | -4626,4 |

Tabla 4. Evolución del saldo importador por países interconectados con España. Fuente: REE

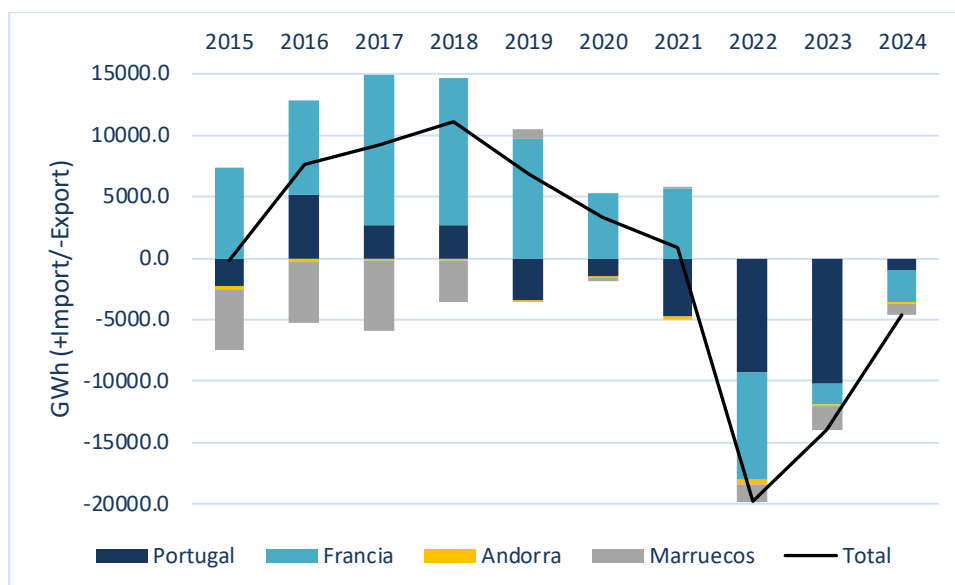


Figura 11. Evolución del saldo importador por países interconectados con España. Fuente: REE

Además, también relacionado con este punto, y más en el contexto geopolítico-económico actual, se encuentra la preparación frente a posibles limitaciones o interrupciones en suministro de recursos energéticos como el gas. En este aspecto, España está centrando sus esfuerzos en la diversificación de las fuentes de suministro de gas natural, el despliegue de generación de gases renovables (biogás y biometano) y desarrollo de nuevos ejes como el hidrógeno, que puedan aprovecharse de la infraestructura de gas. Este gran desarrollo proviene de la baja conexión del sistema gasista español con los sistemas europeos.

Continuando con el sector gasista, en 2019 se remitieron a la comisión europea textos con medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas, las cuales vuelven a estar hoy en proceso de revisión, también se presta especial atención en este aspecto al desarrollo de las redes de distribución de gas mejorando su eficiencia, y conexión en distintas regiones con distintas reglamentaciones.

El segundo ámbito comentado, la diversificación, se apoya en la importante penetración de las renovables y del almacenamiento y la gestión de la demanda que deberían ser suficientes para poder retirar las centrales de generación convencionales de carbón, estas junto con la flota de ciclo combinados en España deberían, según el PNIEC, ser suficientes para tener un sistema eléctrico Español flexible y con garantías de suministro.

3.2.1.2.4 Mercado interior de la energía

Dentro de esta categoría España centra sus esfuerzos en los siguientes planos: interconectividad, infraestructura del transporte de energía, integración del mercado interior y estrategia nacional contra la pobreza energética.

Respecto a la interconexión con el resto de Europa, España es el único país de la UE, por detrás de los objetivos de la comisión del 10% de la capacidad de generación instalada. España se conoce como una “Isla Eléctrica” y tiene una interconexión de tan solo 2,8%. Además, teniendo en cuenta el objetivo del 15% para 2030, la tendencia española no parece positiva.

Hay otros 3 objetivos marcados por textos de la comisión más específicos y que España tampoco alcanza a cumplir, como serían:

- Diferencial de la media anual de precios de más de 2 €/MWh.
- Ratio capacidad de transmisión nominal con respecto a la demanda punta inferior al 30%.
- Ratio capacidad de transmisión nominal respecto a la capacidad renovable inferior al 30%.

Además, debido a la integración de las renovables en el mix energético, toma mucha importancia la mejora de la infraestructura de transporte y distribución eléctricas, y los mecanismos de gestión y almacenamiento de las energía renovables, todo ello para reducir el vertido de generación renovable.

Con respecto al mercado del gas, en España se prioriza la optimización de la infraestructura ya existente para facilitar el acceso a otras fuentes de gas y buscar una convergencia en los precios. España es un país

principalmente importador de gas, aunque en 2022 y 2023 ha acabado siendo exportador neto en sus fronteras con Portugal y Francia.

Durante 2022 se evidenció un gran desacople entre los mercados del gas con acceso a importación de GNL y los que dependían de sus gasoductos interconectados con otros países, de forma que el mercado de gas europeo de referencia marcó en este periodo una media de 180 €/MWh con una máxima de en torno a 320 €/MWh, mientras que en España el pico máximo fue de 240€/MWh y la media unos 30 €/MWh por debajo. Sin embargo, esto también se debió a la limitación de los precios del gas natural en España para suavizar las facturas y mantenerse en un nivel de precios que reflejen el mercado mundial y no solo el europeo afectado por la guerra de Ucrania.

Las principales medidas para aumentar la interconexión gasista con Francia son bajar los precios y uniformar los peajes a nivel europeo, ya que, el de los Pirineos con Francia es uno de los más altos de Europa y además, el peaje de exportación de Francia a España es unas 2 veces mayor que el opuesto (en 2021).

La infraestructura de gas en España es una de las más desarrolladas de Europa, por ello, los objetivos españoles en este respecto se centran en el mantenimiento del superávit económico a medio-largo plazo. Para ello en 2020 se aprobaron las siguientes circulares de aplicación en el periodo 2021-2026:

- Circular 1/2020: Establece la metodología de retribución del gestor técnico del sistema gasista.
- Circular 2/2020: Establece las normas de balance de gas natural.
- Circular 4/2020: Establece la metodología de retribución de la actividad regulada de distribución de gas natural entre el periodo 2021 y 2026,
- Circular 6/2020: Establece la metodología para el cálculo de peajes de transporte de redes locales y regasificación de gas natural.
- Circular 8/2020: Establece los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio.

Las circulares mencionadas parecen estar generando buenos resultados, debido a que en 2021 el sistema gasista alcanzó un superávit de 81 millones de euros, sin embargo, se dedicaron a amortizar las anualidades pendientes del déficit acumulado en 2014, de en torno a 800 millones de euros. Dicho déficit debió amortizarse en 2023, 8 años antes de lo previsto según un informe del estado del sistema gasista de 2018. Con esto, en un informe datado en 2023, se previó una deuda neta de 3700 millones de euros a 31/12/2023, pero con más de un 80% a tipo fijo y con Enagás, la empresa gestora de la red de transporte de gas natural en España, en una situación de superávit estable, el sector tiene una tendencia prometedora.

En cuanto a la respuesta contra la pobreza energética, se desarrolla la estrategia nacional contra la misma en 2019. Este plan otorga una definición de pobreza energética y la de consumidor en situación de vulnerabilidad íntimamente ligada, caracterizando el problema con indicadores que coinciden con los utilizados por el Observatorio Europeo contra la Pobreza Energética (EPOV) para poder comparar nuestra situación con la de otros países europeos. Algunos de estos indicadores clave son:

- Gasto desproporcionado: Porcentaje de hogares cuyos gastos energéticos en relación con sus ingresos son más del doble que la media nacional.
- Pobreza Energética escondida (HEP): Porcentaje de hogares cuyos gastos energéticos en relación con sus ingresos son menos del doble que la media nacional.
- Incapacidad para mantener la vivienda a una temperatura adecuada.
- Retraso en el pago de las facturas de suministro de la vivienda.

España ha asignado al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) como responsable del seguimiento de este eje, de forma que cada año deberá publicar el resultado del estudio de estos indicadores y otros antes del 15 de octubre del mismo periodo.

Adicionalmente, en España se han adoptado algunos mecanismos o medidas para apoyar a los consumidores en situación de vulnerabilidad como la implementación del suministro mínimo vital, relajación de los umbrales de renta, etc.

3.2.1.2.5 I+D+i

En este eje, el foco se centra en afrontar las prioridades, fomentar la transferencia de conocimientos con el fortalecimiento de los vínculos entre el sector público y privado para aumentar el impacto de la inversión pública y con ello también la posición de las empresas españolas, desarrollar, atraer y retener el talento, fomento de la investigación interdisciplinar, etc.

3.2.1.3 Medidas, políticas y mecanismos de actuación del PNIEC

A continuación, se comentan de manera más específica algunas de las medidas y mecanismos de actuación incluidos en el PNIEC español para la consecución de los objetivos en los ejes comentados anteriormente, los cuales serán llevados por una combinación de las entidades locales y regionales, MITECO, IDAE, REE y algunas otras entidades relevantes en el panorama español.

3.2.1.3.1 Descarbonización

- Desarrollo de las renovables compatible con la biodiversidad, la protección de los ecosistemas y con el territorio y desarrollo rural por medio de: i) Desarrollo de un marco para identificar las nuevas zonas potenciales para proyectos renovables que causen menos impacto en estas áreas y que aporten beneficio a comunidades locales, ii) Fomento de nuevas tecnologías con menor impacto y iii) Verificación de la sostenibilidad de las materias primas utilizadas.

Además, se proponen convocatorias de subastas para la asignación del régimen económico de energías renovables (reconocimiento de un precio fijo a largo plazo), con cuotas de potencias reservadas para proyectos locales de menor tamaño conectados a la red de distribución.

- Desarrollo de tecnologías renovables innovadores por medio del desarrollo de marcos para la innovación y desarrollo específicos por sector, entre los que se incluyen la eólica marina, almacenamiento energético, biogás y fotovoltaica flotante.

Además de ayudas más específicas, como órdenes que aprueban las bases reguladoras para la concesión de retribuciones en proyectos dentro de estos sectores.

- Desarrollo de las baterías y de la gestión de la demanda y la flexibilidad por medio del desarrollo de marcos reguladores para la concesión de ayudas, desarrollo de la figura del agregador independiente para ofrecer servicios de flexibilidad de un grupo de consumidores finales sin importar su comercializadora, sensibilización del consumidor y desarrollo de proyectos piloto de gestión activa de la demanda.
- Desarrollo de las redes eléctricas para la integración de las renovables, principalmente por medio de la adaptación de los planes de desarrollo de las redes de transporte y distribución y una mayor digitalización para hacer frente a un nivel de intermitencia mayor en la generación
- Desarrollo del biogás y el biometano por medio de la simplificación y coordinación entre las distintas comunidades autónomas de los procesos de tramitación y autorización de proyectos en relación con estos combustibles, agilizar procesos de conexión a la red gasista y clarificar regulación aplicable de los distintos ámbitos territoriales (europeo, nacional, autonómico y local)
- Desarrollo del hidrógeno renovable por medio de: i) El desarrollo de las medidas presentes en la hoja de ruta del hidrógeno aprobada en España en octubre de 2020, ii) Desarrollo de un marco normativo nacional, iii) Simplificación administrativa, iv) Eliminación de barreras regulatorias y v) Programas de ayudas a proyectos de hidrógeno renovable.

3.2.1.3.2 Eficiencia energética

- Creación de zonas de bajas emisiones y movilidad urbana en todas las ciudades de más de 50000 habitantes además de en territorios insulares y municipios con más de 20000 habitantes donde se superen ciertos valores de contaminantes regulados.

Ahorro en energía final acumulada esperado entre 2021 y 2030: 6604 ktep de 19146 ktep que representa el sector del transporte.

- Incentivar el transporte de mercancías por medio del ferrocarril para disminuir el uso de energía final (este

vehículo es uno de los más eficientes en relación energía final utilizada y tonelada transportada).

Ahorro en energía final acumulada esperado entre 2021 y 2030: 4403 ktep de 19146 ktep que representa el sector del transporte.

- Sustitución paulatina de los vehículos de combustión por vehículos con propulsión eléctrica.

Ahorro en energía final acumulada esperado entre 2021 y 2030: 3049 ktep de 19146 ktep que representa el sector del transporte. El PNIEC espera alcanzar un parque automovilístico de 5450000 en 2030 (entre turismos, furgonetas, autobuses y motos).

- Mejoras en tecnologías y sistemas de gestión de procesos industriales en industrias energéticamente intensivas y no intensivas, promoviendo la inversión en renovación, actualización y sustitución de los equipos con un peor rendimiento energético. Esta medida será impulsada por medio de un mecanismo de Certificados de Ahorro Energético (CAE), programas de apoyo público con préstamos de bajo interés dentro del marco de la normativa, etc. Además existen varios Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) apoyando la descarbonización industrial, entre ellos: PERTE de descarbonización industrial para el sector manufacturero con renovación de tecnologías e implementación de sistemas de gestión, PERTE naval con medidas de digitalización, de sostenibilidad y de formación de empleados, etc.

Ahorro en energía final acumulada esperado entre 2021 y 2030: 7943 ktep para el sector industrial no intensivo y 5295 ktep para el sector intensivo.

- Mejora de la eficiencia energética en edificios existentes del sector residencial con programas de ayudas, hasta 2018 bajo la denominación de programas PAREER y PAREER CRECE y en la actualidad con programas PRTR (Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia) donde se encuentran enmarcados los programas: Programa de Rehabilitación para la Recuperación Económica y Social en entornos urbanos, el PREE (Programas de Rehabilitación de Edificios Existentes) y el PREE 5000 con una dotación presupuestaria de 3420 m€, 402,5 m€ y 92,6 m€ respectivamente.

Ahorro en energía final acumulada esperado entre 2021 y 2030: 4979 ktep

- Impulso de la penetración de las energías renovables y/o residual eficiente y flexible en la climatización de edificios residenciales y otras aplicaciones de las redes de calor y frío en el mismo rango de temperaturas. El apoyo económico público a esta medida se llevará a cabo por medio de subvenciones a fondo perdido como a inversiones directas en nuevos proyectos de redes de calor y frío eficientes y 100% renovables.

Ahorro en energía final acumulada esperado entre 2021 y 2030: 2922 ktep. Además de una disminución significativa de las emisiones de CO₂.

- Implementación de medidas análogas a las dos previas (renovación de edificios y climatización) pero para el sector terciario en lugar de residencial
- Auditorías energéticas, programas de formación, promoción de contratos de rendimiento energético, etc.

En la figura 12, se puede apreciar una evolución del número de viviendas rehabilitadas entre 2021 y 2030 con visión desde 2023.

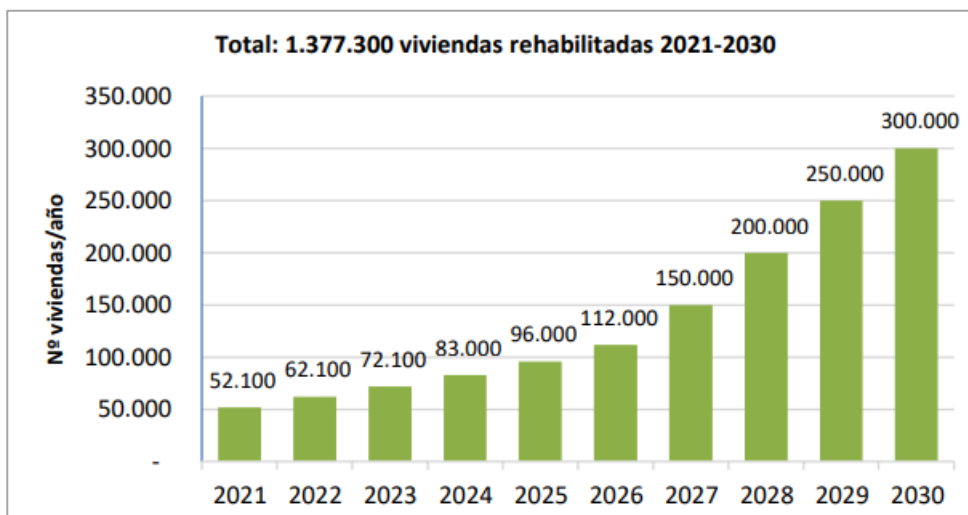


Figura 12. Previsión anual de viviendas rehabilitadas energéticamente entre 2021 y 2030. Fuente: Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2023

3.2.1.3.3 Seguridad de suministro

- Mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y gas en territorio nacional.
 - Gas natural: La obligación de mantenimiento de existencias mínimas asciende a 27,5 días de ventas o consumos firmes en el año natural anterior.
 - Existencias mínimas de carácter estratégico equivalente a 10 días de ventas o consumos del año anterior cuya movilización corresponderá exclusivamente al gobierno.
 - Existencias mínimas de carácter operativo equivalente a 10 días de ventas o consumos del año anterior cuya movilización corresponderá exclusivamente a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
 - Existencias mínimas de carácter operativo de los usuarios equivalente a 7,5 días de ventas o consumos del año anterior a disposición para uso comercial sin restricción.
 - Productos petrolíferos: La obligación de mantenimiento de existencias mínimas asciende a 92 días de ventas o consumos computables, de estos, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, CORES, mantiene 42 días (existencias estratégicas), mientras que la industria mantiene los 50 días restantes (reservas de la industria).
- Reducción de la dependencia energética en los territorios no peninsulares con:
 - Inversiones en el sistema de transporte entre 2021 y 2026 con objetivo de aumentar las interconexiones con la península y la integración de las energías renovables.
 - Interconexión de la ciudad autónoma de Ceuta con la península.
 - Segunda interconexión de las islas baleares con la península.
 - Sistemas de impulso de las renovables que promuevan reducción de costes en los sistemas insulares.
- Planificación de la operación en condiciones de seguridad en un sistema descarbonizado adaptando la normativa al respecto de:
 - Generación, almacenamiento y autoconsumo colectivo.
 - Profundizar en la eliminación de barreras en relación al vehículo eléctrico, como por ejemplo la figura del gestor de carga (figura implementada en 2010 para el impulso de los puntos de recarga pero que tuvo un efecto contrario).
 - Mejora de las formas de agregación de la generación, la respuesta activa de la demanda y el

almacenamiento.

- Integración de las renovables en más servicios del sistema eléctrico, como la gestión de desvíos y servicios de regulación.
- Gestión de las materias primas estratégicas en relación a la transición energética con las siguientes medidas:
 - Impulso de la economía circular y reciclado de dichas materias primas.
 - Mejora del marco regulatorio de minas para su sostenibilidad
 - Alineamiento de la legislación minera con las industrias estratégicas
 - Listado de materias primas estratégicas críticas para la transición
 - Fomento de proyectos para mejorar las cadenas de valor de estos recursos

3.2.1.3.4 Mercado interior de la energía

- Lucha contra la pobreza energética por medio de:
 - Diagnóstico y caracterización del problema con los indicadores fijados a nivel europeo en el Observatorio Europeo contra la Pobreza Energética (EPOV) ya comentados anteriormente.
 - Establecimiento de objetivos y medidas a medio plazo, entre las medidas se encuentran:
 - Medidas prestacionales claves para la protección a corto plazo del consumidor vulnerable, implementadas generalmente por medio de actualizaciones en el bono social eléctrico y el bono social térmico, que aplican descuentos en las facturas de electricidad y de gas de los consumidores. Las medidas en este eje se encuadran en torno a: i) La universalidad de las fuentes de suministro, ayudas integrales para todo el conjunto de los suministros energéticos, ii) Automatización, parametrización y evaluación de los parámetros para simplificar el procedimiento de acceso a estos bonos. Destacar el plan de creación del nuevo bono social energético en base a criterios de renta disponible.
 - Medidas estructurales y de eficiencia centradas en la mejora del equipamiento y las condiciones de los edificios de los consumidores vulnerables. Este eje se abordará por medio de un análisis previo del parque de edificios y las acciones se llevarán a cabo en orden de prioridad, en el corto/medio plazo: i) Impulso de medidas de rehabilitación exprés para hogares vulnerables (doble acristalamiento, pinturas térmicas, aislamiento bajo forjado, aislamiento en cámara, cortinas, medidas pasivas), ii) Impulso de medidas para viviendas en alquiler, para incentivar su rehabilitación pese a que el propietario no es el beneficiario, iii) Sustitución de equipos por otros más eficientes. En el largo plazo el plan se centra en impulsar medidas para la rehabilitación integral de edificios.
 - Medidas de protección adicional de los consumidores, como aquellas que impiden la suspensión del suministro a consumidores en situación de precariedad energética, suministro mínimo vital, etc.
 - Mejora de la concienciación y los mecanismos de información y formación.

Los objetivos a corto/medio plazo en relación a la reducción de hogares en situación de pobreza energética se exponen en la Tabla 5.

| Indicador (%) | 2021 | Objetivo mínimo para 2025 | Objetivo buscado para 2025 |
|---------------------------------------|------|---------------------------|----------------------------|
| Gasto desproporcionado (2M) | 16,4 | 12,9 | 8,6 |
| Pobreza energética escondida (HEP) | 9,3 | 8,6 | 5,7 |
| Temperatura inadecuada de la vivienda | 14,3 | 6 | 4 |
| Retraso en el pago de las facturas | 9,5 | 5,5 | 3,7 |

Tabla 5. Objetivos de pobreza energética. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023

- Creación de un mercado de capacidad con subastas para el medio y corto plazo. Para el desarrollo del mismo deben publicarse primeramente un análisis nacional de cobertura y otros estudios que la Comisión Europea dictamine favorables. España trata de incorporar un mercado de capacidad eliminando el carácter típicamente temporal de los mismos.
- Aumento de la interconexión eléctrica con Francia y Portugal con proyectos como:
 - Proyecto del Golfo de Vizcaya entre Aquitania y el País Vasco con una capacidad de 5 GW.
 - Proyecto de interconexión entre Aragón, los pirineos atlánticos y entre Navarra y Landes con una capacidad total de 8 GW.
 - Líneas eléctricas a 400 kV y subestaciones de transporte en Biarritz y Fontefría y línea eléctrica a 400 kV entre Fontefría y la frontera portuguesa.
- Integración del mercado gasista por medio de la aplicación de las circulares implementadas en 2020, ya comentadas en este capítulo, además de: i) Incremento de la capacidad de interconexión, ii) Puesta en marcha de nuevas plantas de regasificación como la de El Musel en Gijón, iii) Mejora y optimización de la capacidad de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL), iv) Mantenimiento de medidas de fomento de la liquidez de MIBGAS (Mercado IBérico del GAS), ejemplos de estas medidas son la implementación de productos financieros, la transparencia, la facilitación de procesos de entrada de nuevos participantes, incentivos para la competencia, y armonización con otros mercados organizados de gas.
- Conexión de los centros de producción de hidrógeno verde situados en la península con la demanda doméstica nacional e internacional de hidrógeno con el proyecto H2MED impulsado por España, Francia y Portugal. El proyecto se refiere a 2 infraestructuras, una entre Celorico da Beira (Portugal) y Zamora y otra submarina entre Barcelona y Marsella.
- Creación de mercados locales de electricidad para gestionar puntos donde existan congestiones puntuales o persistentes en la red de distribución. Estos mercados propondrían soluciones de flexibilidad y productos locales, y el gestor de la red de distribución contemplaría la contratación de productos locales entre zonas.

3.2.1.3.5 I+D+i

- Implementación y actualización de las líneas estratégicas de actuación en energía, clima y movilidad, concentrándose en los siguientes ejes:
 - Cambio climático y descarbonización: Hidrógeno, combustibles sintéticos renovables, baterías, almacenamiento de CO₂, sistemas de reconversión energética sostenible, etc.
 - Movilidad sostenible: Catálisis para combustibles eficientes, vehículos eficientes, innovación en transportes aéreos y marítimos, etc.
 - Ciudades y ecosistemas sostenibles: Ciudades y territorios limpios e inteligentes, preservación de ecosistemas, ingeniería marítima, etc.

El SECTI (Sistema de Ciencia, Tecnología e Innovación) asegurará el mantenimiento y actualización de las áreas de prioridad dentro de estas líneas estratégicas.

- Implementación del SET-Plan (The European Strategic Energy Technology Plan), un plan a nivel europeo

focalizado en 10 acciones o ramas tecnológicas prioritarias para alcanzar los objetivos en materia de energía y clima. En la figura 13, se presenta un esquema de dicho plan.

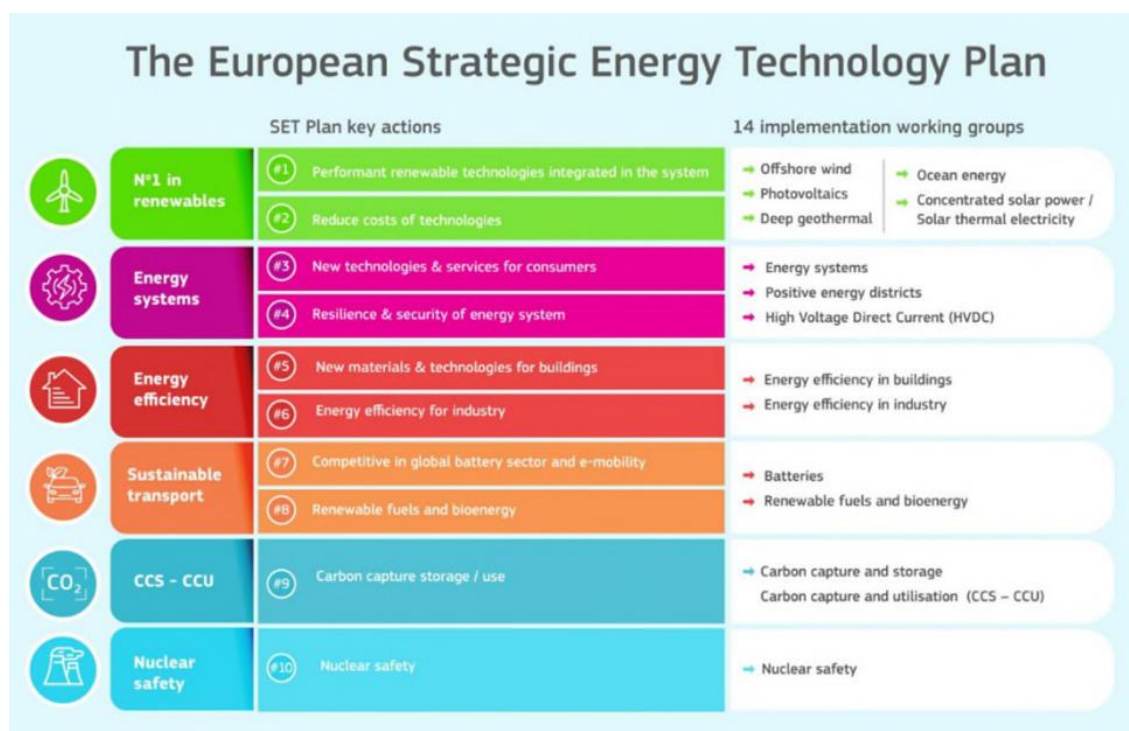


Figura 13. Esquema del SET-Plan. Fuente: 2023, Spain - Draft Updated NECP 2021-2030, https://commission.europa.eu/publications/spain-draft-updated-necp-2021-2030_en

- Implementación de la hoja de ruta en implantación de Infraestructuras Científicas y Técnicas Singulares (ICTS) en los sectores de energía y clima. Esta hoja de ruta hecha en 2021 y vigente en la actualidad, consta de 22 proyectos ESFRI (European Strategy Forum on Research Infrastructures) financiados con fondos europeos (en la actualidad España ya consta de 41). Además, el PNIEC propone una financiación anual establecida a través de nominativas en los presupuestos generales del estado.
- Movilización de fondos europeos para la financiación de la dimensión I+D+i del PNIEC, entre estos fondos se encuentran: Mecanismos de financiación del Banco Europeo de Inversiones (BEI), Fondo Europeo de Inversiones (FEI), Fondo InvestEU, Fondo Europeo de Innovación (IF), Mecanismo para conectar Europa-Transporte, telecomunicaciones y energía (CEF, Connecting Europe Facility).
- Promoción de un polo de innovación sobre energías renovables, almacenamiento e hidrógeno verde en Castilla y León, en la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN)
- Creación de centros de investigación de titularidad compartida en energías renovables, donde todos los conocimientos quedan a disposición de la comunidad científica, y financiar los costes de mantenimiento y operación anuales de estos centros por medio de fondos europeos.
- Fomento de la colaboración público privada por medio de: i) Programas de creación de redes de colaboración y coordinación entre personal investigador y diferentes actores tanto en materia de cambio climático como de movilidad sostenible, ii) Ayudas y programas gestionados por el CDTI (Centro de Desarrollo Tecnológico Industrial) para proyectos en colaboración con participación obligatoria de organismos de investigación, iii) Programas de redes de investigación temáticas financiados por la AIE (Agencia Internacional de Energía).

3.2.2 Francia

3.2.2.1 Objetivos 2030

3.2.2.1.1 Descarbonización

En cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero, Francia tiene un objetivo de reducción del 37% en

2030 con respecto al valor de las emisiones en 2005.

En este país además, ha definido un plan para la reducción de las emisiones: SNBC (Strategie Nationale Bas-Carbone), este plan, entre otras cosas, define unos presupuestos de carbono (de emisiones) para distintos periodos temporales. En noviembre de 2015 se adoptó este plan y los 3 primeros presupuestos de carbono para los periodos de 2015-2018, 2019-2023 y 2024-2028, que marcan límites de emisiones por sectores de actividad: Transportes, edificios residenciales-terciarios, industria, agricultura, producción de energía y deshechos, los límites fueron reajustados en 2018. En 2019, se adoptó en el SNBC 2 en el que se establece el presupuesto de carbono para el periodo entre 2029 y 2033. En la tabla 6 y figura 14, puede apreciarse la evolución de emisiones en Francia desde 2005 hasta 2050 siguiendo el escenario establecido en el SNBC 2.

| Emisiones anuales medias (en Mt CO _{2eq}) | Años de referencia | | | 2o Presupuesto de carbono | 3o Presupuesto de carbono | 4o Presupuesto de carbono |
|--|--------------------|------|------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| | 1990 | 2005 | 2015 | 2019-2023 | 2024-2028 | 2029-2033 |
| Periodo | 1990 | 2005 | 2015 | 2019-2023 | 2024-2028 | 2029-2033 |
| Transportes | 122 | 144 | 137 | 128 | 112 | 94 |
| Edificios | 91 | 109 | 88 | 77 | 58 | 41 |
| Agricultura | 94 | 90 | 89 | 82 | 77 | 72 |
| Industria | 144 | 115 | 81 | 72 | 63 | 53 |
| Producción energética | 78 | 74 | 47 | 48 | 35 | 30 |
| Desechos/Residuos | 17 | 21 | 17 | 14 | 12 | 10 |
| Total | 546 | 553 | 459 | 421 | 357 | 300 |

Tabla 6. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero por sector en Francia. (2005-2050). Source: PNI EC France 2019

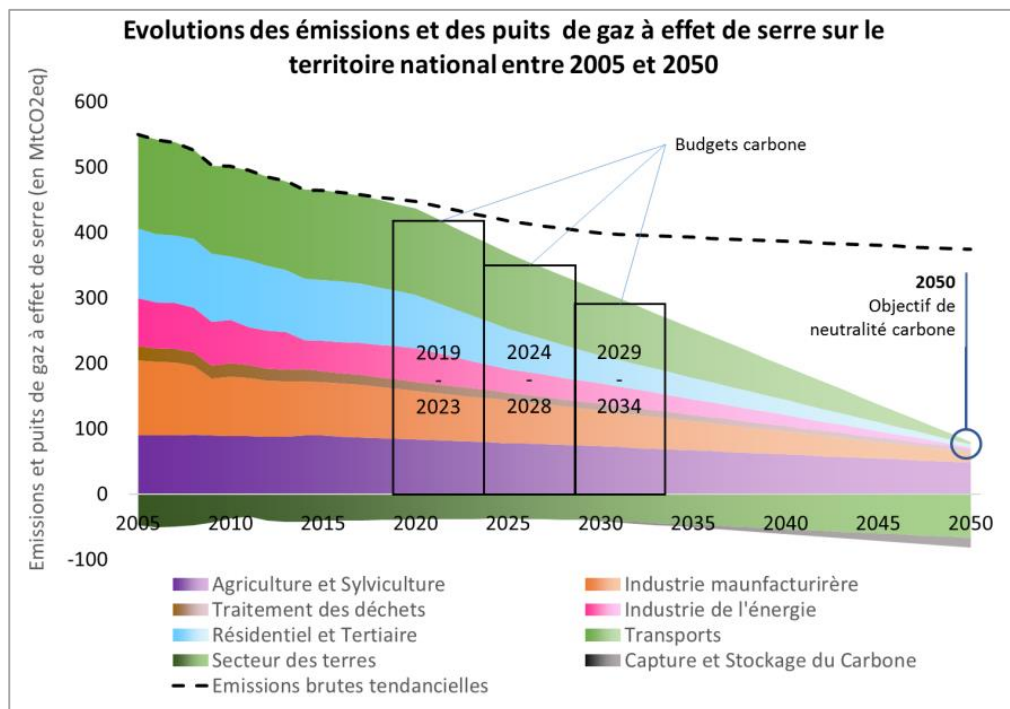


Figura 14. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero por sector en Francia. (2005-2050). Source: 2019, Integrated National Energy and Climate Plan for France, https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-08/fr_final_necp_main_en.pdf

Respecto a las energías renovables, se planteó el objetivo de que éstas representaran el 23% del consumo final bruto de energía en 2020 y el 32% en 2030. En este mismo año las renovables deben representar un 40% del total de la producción de electricidad (en MW). Los objetivos en renovables se han segmentado en distintos ámbitos, debiendo llegar a representar un 38% del consumo final de calor, un 15% del consumo final de carburante y el 10% del consumo de gas.

Para llegar a los objetivos sobre el calor renovable Francia debe acelerar el ritmo de crecimiento de la tasa de calor renovable 1,3% medio por año, un ritmo 1,5 veces superior al de crecimiento entre 2010 y 2016. Otro objetivo fijado para 2030 es multiplicar por 5 la cantidad de calor distribuido por las redes de calor con respecto a los niveles de 2012. En el Plan Plurianual de la Energía de 2019 (PPE) Francia expone el objetivo de llegar a 196 TWh renovables de calor y dos escenarios para 2028, el bajo con 218 TWh y el alto con 247 TWh.

Los objetivos del calor renovable han sido segmentados por fuentes de dicho calor, tal y como se ve en la Tabla 7.

| Objetivos de producción de renovables segmentado (TWh) | Referencia | PPE 2023 | | |
|--|------------|------------|-------------|------------|
| | | Bajo | Alto | |
| Periodo | 2016 | 2023 | 2028 | |
| | | | Escenario A | |
| | | | Escenario B | |
| Biomasa Solida | 123 | 145 | 157 | 169 |
| Bombas de calor - PAC Aerotérmicas | 22 | 35 | 39 | 45 |
| Bombas de calor - PAC Geotérmicas | 3,1 | 4,6 | 5 | 7 |
| Geotermia profunda | 1,57 | 2,9 | 4 | 5 |
| Solar térmica | 1,17 | 1,75 | 1,85 | 2,5 |
| Calor de recuperacion | 3 | 4,47 | 12 | 18 |
| Total | 154 | 194 | 219 | 247 |

Tabla 7. Evolución de los objetivos de calor renovable en el PPE 2023.

Para llegar al objetivo respecto a las renovables en el carburante, Francia apuesta por la reutilización de desechos para la fabricación de biocarburantes de segunda generación a los que llaman “avanzados” ya que se ha limitado la introducción de biocarburantes de primera generación hasta el 7% entre 2023 y 2028. Los biocarburantes de primera generación son aquellos que entran en competencia directa con la cadena alimentaria ya que se producen a partir de materias primas que pueden ser utilizadas en la alimentación animal o humana.

De esta forma, los objetivos respecto a los carburantes de segunda generación se presentan en la tabla 8.

| Objetivo de introducción de carburantes "avanzados" (%) | Referencia | PPE 2023 | |
|---|------------|----------|------|
| | | 2023 | 2028 |
| Periodo | 2016 | 2023 | 2028 |
| Para la gasolina | 0,3 | 1,8 | 3,8 |
| Para el diésel | 0,35 | 0,85 | 3,2 |

Tabla 8. Evolución de los objetivos de carburantes de segunda generación en el PPE.

Para la consecución de los objetivos del gas renovable y de recuperación, el plan plurianual francés de 2023 concibe que el biogás llegue a suponer un 7% del consumo del gas en caso de llegar a la bajada de costes esperada en la trayectoria de referencia y al 10% en caso de que la bajada sea superior. Alcanzando así los valores en TWh que se muestran en la tabla 9.

| | 2016 | 2023 | 2028 Escenario A | 2028 Escenario B |
|----------------------|--|---|--|--|
| TWh de biogás | 5,4 TWh PCS (De los que 0,4 TWh inyectados) | 14 TWh PCS (De los que 6 TWh inyectados) | 24 TWh PCS (De los que 14 TWh inyectados) | 32 TWh PCS (De los que 22 TWh inyectados) |

Tabla 9. Evolución de los objetivos de biogás en el PPE

Adicionalmente, y como viene siendo tradición en los distintos países de la UE, Francia también fija unos objetivos en relación al hidrógeno, que se muestran en la tabla 10.

| | 2023 | 2028 |
|--|------|---------------------|
| Tasa de incorporación del hidrógeno descarbonado en el hidrógeno industrial (%) | 10% | Entre 20 y 40% |
| Vehículos comerciales ligeros a base de hidrógeno | 5000 | Entre 20000 y 50000 |
| Vehículos pesados a base de hidrógeno | 200 | Entre 800 y 2000 |

Tabla 10. Evolución de los objetivos de hidrógeno descarbonado en el sector industrial en el PPE.

Finalmente, en el ámbito de la introducción de las renovables en el consumo final de electricidad, los objetivos se han dividido según el tipo de producción de energía y se muestran en la tabla 11 junto con datos históricos.

| GW instalados por tipo de producción según el PPE | | | | |
|--|-------------|-------------|--------------------|--------------------|
| Periodos | 2016 | 2023 | 2028 | |
| | | | Escenario A | Escenario B |
| Hidráulica | 25,5 | 25,7 | 26,4 | 26,7 |
| Eólica | 11,7 | 24,6 | 34,1 | 35,6 |
| Fotovoltaica | 7 | 20,6 | 35,6 | 44,5 |
| Biomasa | 0,59 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Biogas | 0,11 | 0,27 | 0,34 | 0,41 |
| Cogeneración CSR | | 0,04 | 0,04 | 0,04 |
| Eólica marítima | | 2,4 | 4,7 | 5,2 |
| Geotérmica | 1 | 24 | 24 | 24 |

Tabla 11. Evolución de la potencia renovable instalada dividida por fuentes según el PPE.

3.2.2.1.2 Eficiencia energética

Para adaptarse al objetivo europeo de mejora del 32,5% de la eficiencia energética Francia fija en el PPE de 2023 un objetivo de consumo final de energía de 117,6 Mtep en 2030 y un consumo de energía primaria de 205 Mtep para el mismo año, estimado teniendo en cuenta las medidas expuestas en el plan plurianual francés. El objetivo nacional francés busca una disminución del 20% del consumo de energía final con respecto a 2012, y no hay un objetivo específico con respecto a la energía primaria.

En la tabla 12, se exponen los objetivos franceses de reducción de consumo de energías final y primaria hasta 2030 de forma más detallada.

| Objetivos de consumo de energía final (TWh) | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|
| Periodos | 2016 | 2023 | 2028 |
| Sector edificios | 748 | 721 | 661 |
| Sector transporte | 509 | 472 | 427 |
| Sector industrial | 302 | 298 | 284 |
| Sector agricultura | 52 | 48 | 46 |
| Total | 1611 | 1539 | 1418 |
| Objetivos de consumo de energía primaria (TWh) | | | |
| Periodos | 2017 | 2023 | 2028 |
| Consumo primario de carbon | 110 | 472 | 427 |
| Consumo primario de petróleo | 843 | 298 | 284 |
| Consumo primario de gas natural | 459 | 48 | 46 |
| Consumo Total Energía fósil | 1412 | 1151 | 942 |

Tabla 12. Evolución de los objetivos de consumo de energía francés según el PPE.

3.2.2.1.3 Seguridad de suministro

Francia planea alcanzar la seguridad de suministro energético basándose en cuatro pilares: Sobriedad energética, eficiencia energética, aceleración de las renovables y resurgimiento de la energía nuclear. Específicamente el texto plantea medidas y objetivos en tres sectores: Combustibles en general, suministro de gas y suministro eléctrico.

3.2.2.1.3.1 Seguridad de suministro de combustibles

En este aspecto el objetivo francés está en reducir el uso de combustibles fósiles y el desarrollo de la producción de biocombustibles, pero necesitan asegurar un almacenamiento mínimo y una estrategia de abastecimiento de productos petrolíferos.

3.2.2.1.3.2 Seguridad de suministro de gas

El primer y fundamental objetivo de Francia en este sector es el aumento del nivel mínimo de almacenamiento de gas el 1 de noviembre al 90% en lugar del 80% fijado hasta el momento, lo que hasta el momento no ha supuesto ningún problema al país.

Además, aumento del desarrollo del biogás, mejorando las fórmulas de indexación de las tarifas de inyección, aumentando la transición del gas natural al biometano y biogás en las redes de distribución y transmisión, con el objetivo de llegar a que un mínimo del 15% del gas existente en las redes en 2030 sea biogás.

3.2.2.1.3.3 Seguridad de suministro de electricidad

La mayor problemática en este sector es la flexibilidad del sistema para adaptarse a los picos de demanda, para lo que son útiles las instalaciones de generación térmica, las hidráulicas, interconexiones, baterías y otros mecanismos que aporten flexibilidad. Los principales objetivos en este aspecto son:

- Sustitución del carbón por biocombustibles en las centrales térmicas de carbón que queden sin cerrar (solo 2) (biomasa, biogás e hidrógeno)
- Implementar tecnologías de recuperación y almacenamiento de CO₂ en centrales donde el punto anterior no sea posible.
- Aumento de la flexibilidad hasta ser capaz de modular la curva de carga nacional un total de al menos 25 GW en 2030 y 35 GW en 2035 acumulados en el año.
- Reducir el consumo de electricidad un 10% y un 5 % en horas pico con respecto al periodo de referencia en 2024.
- Aumento de la interconexión, punto especialmente importante en Francia por ser uno, si no el principal, de los países abastecedores en Europa y estar en un punto estratégico. En la actualidad en Francia existe una capacidad de interconexión de en torno a 8,4 GW, los cuales deben aumentarse hasta 11,1 GW de aquí a 2025 según los planes de RTE. En la tabla 13, se pueden apreciar en mayor detalle los objetivos

de Francia en este ámbito para el periodo entre 2021 y 2030 con los distintos países.

| País | Proyecto (Capacidad Nominal) | Responsables | Puesta en servicio (Estimada) |
|-------------|-------------------------------------|---------------------|----------------------------------|
| Bélgica | Lonny Gramme (1 GW) | RTE & Elia | 2030 |
| | Avelin Mastaing-Horta (3 - 6 GW) | RTE & Elia | 2022 |
| España | Gascogne (2 GW) | RTE | 2028 |
| Irlanda | Celtic (0,7 GW) | RTE | 2026 |
| Italia | Savoie-Piémont (1 GW) | RTE | 2023 |
| Reino Unido | IFA2 (1 GW) | RTE & National Grid | 2021 |
| | Eleclink (1 GW) | Eleclink | 2021 |
| | FAB (1,4 GW) | RTE & Fablink | 2022 |
| | Aquind (2 GW) | Aquind Ltd | Fin 2023 |
| | Gridlink (1,4 GW) | Elan Energy Ltd | 2027 |

Tabla 13. Proyectos de interconexiones en Francia.

3.2.2.1.4 Mercado interior de la energía

Los objetivos y medidas en este punto se dividen en actuación en distintos sectores: i) Infraestructura eléctrica, ii) Redes de gas, iii) Logística de productos petrolíferos, iv) Infraestructura de hidrógeno, v) Mercado energético, vi) Pobreza energética.

3.2.2.1.4.1 Infraestructura eléctrica

Este punto se centra en el desarrollo de las redes de transmisión y distribución eléctrica, para lo que el TSO debe presentar sus nuevas trayectorias en 2024 en un plan decenal. En cuanto a la red de distribución el principal DSO, Enedis, planea incrementar sus inversiones anuales un 20% de aquí a 2032.

Otro factor importante es el desarrollo e implementación de las redes y medidores inteligentes para beneficiar toda la cadena de valor del sistema eléctrico, incentivando el rol activo de los consumidores en el sistema eléctrico y también monitoreando mejor las pérdidas de las redes, y aumentando la comunicación bidireccional de las mismas.

3.2.2.1.4.2 Redes de gas

En este aspecto, los esfuerzos franceses se centran en la renovación y mantenimiento de la red de transmisión a la vez que su adaptabilidad para otros tipos de gases, además del gas natural, que abaraten costes y sobre todo en vías de la transición energética como el hidrógeno, el biogás y el biometano.

3.2.2.1.4.3 Logística de productos petrolíferos

La logística petrolera debe evolucionar acompañando la transición con: i) Desarrollo del refinado para la producción de combustibles alternativos reduciendo el uso de energía fósil, ii) Evolución de los depósitos hacia los biocombustibles, iii) Evolución del modelo de negocio de las estaciones de servicio debido al cambio de los usos pero manteniendo una red suficiente de las mismas, etc.

3.2.2.1.4.4 Infraestructura de hidrógeno

En este ámbito, el primer paso en el que se centra Francia es el desarrollo de núcleos de hidrógeno conectados a infraestructuras de almacenaje, a lo que debe acompañar el desarrollo de redes de transmisión de hidrógeno y de adaptación de las actuales redes de gas natural, con un foco nacional primero e internacional europeo después. La hoja de ruta es tarea de la CRE que debe completarla para 2026 y en la que conciben también el desarrollo posterior a 2030 y la estructura de importaciones.

3.2.2.1.4.5 Mercado energético

El objetivo está en la complementación del actual mercado energético con mecanismos que permitan dar señales de precio a largo plazo para las inversiones en electrificación, eficiencia y energías bajas en carbono. Además en Francia también existe la problemática del fin del ARENH (acceso regulado a la electricidad nuclear histórica) el 31 de diciembre de 2025, por lo que debe desarrollarse una organización futura del mercado francés que permita a los consumidores seguir aprovechándose de la competitividad de este tipo de energía.

3.2.2.1.4.6 Pobreza energética

Para el monitoreo de la pobreza energética Francia, con su observador nacional de precariedad energética, ha desarrollado ya y analiza los siguientes indicadores:

- Indicador basado en la tasa de esfuerzo energético anual usando el llamado “Prometheus microsimulation model”: Este indicador considera que un hogar se encuentra en situación de pobreza energética cuando su gasto energético en su vivienda supera el 8 % de sus ingresos, y sus ingresos por unidad de consumo son inferiores a 3 decimales de ingresos por unidad de consumo.
- Indicador de sensación de frío: Trata de cuantificar los fenómenos de auto restricción por parte de los consumidores que el indicador económico anterior no captura. Este indicador considera que un hogar se encuentra en situación de pobreza energética si pasa frío por al menos una de las cinco razones siguientes: Aislamiento deficiente, instalación de calefacción insuficiente, fallo de la calefacción, limitación de la calefacción debido al coste, corte de suministro por impago de energía.

Según el primer indicador, en 2021 el 11,9% de los hogares (3,4 millones) gastaron más del 8% de sus ingresos en sus facturas del hogar, añadiéndole la corrección por condiciones climáticas del segundo indicador, esta cifra fue del 11,7%.

La lucha contra esta pobreza energética se apoya en el desarrollo de medidas preventivas, con el foco principal en los hogares en precariedad energética. En Francia se pueden encontrar las siguientes:

- Renovación energética: i) Certificados de ahorro energético que requieren que los proveedores de energía financien cierta parte de los trabajos de renovación de los hogares franceses, ii) Programas de financiación para proyectos privados de renovación energética, como por ejemplo *MaPrimeRénov'*
- Protecciones arancelarias para los hogares, limitando el aumento de las tarifas con respecto a unas tarifas de referencia, limitando el aumento del precio de las tarifas reguladas y rebajas del precio de los combustibles.
- Tregua invernal con obligación de suministro por parte de los proveedores de electricidad y gas natural a consumidores morosos, además de procesos estrictos previos a la desconexión de clientes por impagos, e implementación de periodos de suministro mínimo para beneficiarios del bono energético o del fondo solidario previo a algún corte del mismo para encontrar una solución proveedor-consumidor.

3.2.2.1.5 I+D+i

En 2010, Francia tenía un programa de inversiones para el futuro denominado AIP para proveer al sistema de investigación y desarrollo francés del marco correcto para alinearse a los objetivos a largo plazo. En 2021 se lanza el plan de inversiones hasta 2030 para la fase 4 de este AIP (AIP 4), en total 54 billones de euros para investigación y desarrollo en sectores claves del país. El plan se basa en dos objetivos transversales: i) Dedicar la mitad del gasto en la descarbonización de la economía y ii) La segunda mitad en los nuevos actores emergentes que promuevan la innovación sin daños ni perjuicios al medioambiente.

Francia estructura el plan en 2 puntos:

- Innovación estructural, enfocada en promover la financiación de la educación, la investigación y la valorización del ecosistema completo para ser capaz de adaptarse rápidamente a innovaciones

inesperadas.

- Definición de prioridades para alinearse a los objetivos y retos de la transición, fijando sectores, tecnologías, mercados, etc. en los que concentrar los esfuerzos y las inversiones.

En la actualidad algunas de las prioridades fijadas por Francia de las mencionadas en este segundo punto son:

- Promover la implementación de Pequeños Reactores Modulares (SMR) de aquí a 2035 y mantenerse a la cabeza del sector de energía nuclear con investigación en seguridad nuclear y gestión de residuos.
- Convertirse en los líderes del hidrógeno verde (por electrolisis proveniente de fuentes renovables) y las energías renovables de aquí a 2030. Confiar su competencia y estabilidad energética al trío de nuclear, hidrógeno descarbonizado y energías renovables.
- Descarbonizar la industria para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de este sector un 35% entre 2015 y 2030, asegurando inversiones en el sector privado alineadas con los objetivos franceses de la transición.
- Producción de 2 millones de vehículos de emisiones cero para 2030 y desarrollar una movilidad verde y confiable.
- Producir el primer avión de bajas emisiones de carbono de aquí a 2030.
- Asegurar el acceso a las materias primas necesarias para llegar a estos objetivos, con un foco especial a las materias primas críticas.

3.2.3 Alemania

3.2.3.1 Objetivos 2030

3.2.3.1.1 Descarbonización

En el ámbito de la descarbonización, el plan alemán expone objetivos con respecto a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al desarrollo de la energía renovable, entre estos se encuentran:

- ESR (Effort sharing regulation) o sectores difusos: El Reglamento de la UE sobre el cambio climático incluye ahora un objetivo vinculante de reducción para Alemania en 2030 del 50 % respecto a 2005 (previamente era del 38%) para los sectores difusos, es decir, no cubiertos por el sistema ETS.
- LULUCF (Land Use, Land-Use Change and Forestry): La Comisión Europea plantea objetivos de reducción absoluta de emisiones en este sector con respecto al periodo 2016-2018, la regulación actual dicta una mejora de 3,8 Mt CO₂ en 2030, lo cual debe de estar en línea con el KSG (Federal Climate Change Act o Bundes-Klimaschutzgesetz) que fija un objetivo de reducción de 25 Mt CO₂ entre 2027 y 2030, aunque sus objetivos no son claramente comparables por utilizar distintos métodos de cálculo y bases de datos.
- Emisiones de gases de efecto invernadero: En el KSG, Alemania marca el objetivo de cero emisiones netas en 2045, lo que conlleva una reducción de las emisiones de al menos el 65% en 2030 y del 88% en 2040 con respecto a niveles de 1990, objetivos en línea e incluso más ambiciosos que aquellos de la comisión (reducción del 55% en 2030)
- El objetivo de la comisión en desarrollo de renovables es que un 45% del consumo final bruto de energía provenga de renovables en 2030, estando Alemania muy por encima de este objetivo debiendo llegar hasta un 80% de dicho consumo cubierto por renovables. Los objetivos de expansión de renovables evolucionan rápidamente con:
 - 30 GW de energía eólica marina en 2030, 40 GW en 2035 y al menos 70 GW en 2045.
 - 115 GW en 2030 y 160 GW en 2040, partiendo de en torno a 80 GW instalados a final de 2023.
 - 215 GW en 2030 y 400 GW en 2040, partiendo de en torno a 82 GW instalados a final de 2023.
- En el sector de distribución de calor urbano, los objetivos alemanes son la descarbonización completa en 2045 y la consecución de un 50% de eficiencia energética y de calor residual aprovechado.
- En el sector de la construcción y de edificios, Alemania fija el objetivo indicativo de un 49% del consumo final procedente de fuentes renovables.

3.2.3.1.2 Eficiencia energética

Alemania recoge sus objetivos generales de eficiencia energética en el EnEfG (Ley de eficiencia energética alemana), que entró en vigor en septiembre de 2023, y fija los objetivos de reducción de consumo de energía final en 2030 en al menos un 26,5% con respecto a los niveles de 2008 (hasta 1867 TWh) y la reducción de consumo de energía primaria en al menos un 39,3% (hasta 2252 TWh). Adicionalmente, planea una reducción del 45 % en consumo de energía final en 2045.

El sector de la edificación en Alemania representa el 34% del consumo energético final y es responsable del 40% de las emisiones. Aumentar la eficiencia energética de este sector es por tanto de vital importancia, lo cual queda recogido en la ley federal sobre el cambio climático (“Bundes-Klimaschutzgesetz”), que dicta que este sector no debería emitir más de 67 millones de toneladas de CO₂ en 2030. Para esto, el gobierno federal alemán ya ha tomado un paso importante estableciendo la etiqueta de calidad de edificios sostenibles basada en el análisis del ciclo de vida e incluyéndolas en las financiaciones federales para edificios eficientes y en el programa de soporte para nuevos edificios respetuoso con el medio ambiente.

Alemania ha implementado una estrategia de renovación de edificios a largo plazo en línea con la directiva europea de la eficiencia energética de los edificios y con la ley alemana de edificios, sin embargo, no fueron capaces en el momento de redacción del borrador del PNIEC 2023, de dar cifras específicas de desarrollo y objetivos para los años 2030, 2040 y 2050.

3.2.3.1.3 Seguridad de suministro

Para cumplir los requisitos y objetivos fijados por la comisión en los planes REPower EU, Alemania modifica su Ley energética industrial, que regula los requerimientos de seguridad de suministro.

3.2.3.1.3.1 Sector del Gas

Durante la guerra entre Rusia y Ucrania estallada en 2022, Alemania declaró una alerta de crisis en marzo de 2022 y declaró el estado de emergencia en junio del mismo año, previo a estos 2 acontecimientos, Alemania ya había creado un equipo para acometer la crisis del gas natural, que daría consejo al gobierno federal en este ámbito.

El gobierno federal implantó distintas medidas, entre las que se encontraban: i) Medidas a corto plazo aplicables hasta abril de 2023, ii) Medidas a medio plazo aplicables hasta otoño de 2024, estas medidas tenían como objetivo reducir el consumo de gas de los hogares, controlar los niveles de almacenamiento de gas y asegurar el desarrollo de la infraestructura de gas natural licuado y su importación desde la costa del mar báltico y el norte de Alemania. El resultado de estas medidas fue el aumento de las importaciones de natural gas por parte de Noruega, Bélgica, Países Bajos y Francia.

Además, para apoyar una distribución eficaz de los volúmenes de gas en caso de escasez, la BNetzA (agencia Federal de redes alemana) y el gestor de la zona de mercado alemana del “Trading Hub Europe GmbH” crean en otoño de 2022 la Plataforma de Seguridad del Gas (SiPla) sobre la base de la EnSiG (Ley de seguridad de suministro energética) y el Reglamento de Seguridad del Gas (GasSV). Esta plataforma digital de intercambio de datos y comunicación ayuda al distribuidor de la demanda, por un lado, a gestionar las cantidades disponibles a nivel nacional y, por otro, a cumplir las obligaciones de solidaridad de Alemania con los Estados miembros de la UE.

Alemania considera su suministro de gas suficientemente seguro y más tras la instauración de la ley de aceleración de la infraestructura de gas natural licuado.

3.2.3.1.3.2 Sector de Productos petrolíferos

En Alemania, la posible crisis de suministro de productos petrolíferos se trata mediante la ley de reserva de productos petrolíferos (Ölbereserveungsgesetz – ÖlbevG) y la ley de datos sobre hidrocarburos. Específicamente, Alemania ya tenía niveles mínimos de almacenamiento de productos petrolíferos para 90 días de importaciones netas, en caso de crisis, el gobierno federal, la oficina federal de economía y control de exportaciones (BAFA), la asociación de almacenamiento de petróleo (EBV) y el grupo de coordinación de suministro (KGV) cooperarían de acuerdo a unos procesos establecidos en la ley de reserva de productos petrolíferos mencionada anteriormente para suministrar las existencias de petróleo.

Sobre la base de la EnSiG, también se adoptó la Ordenanza sobre la priorización del transporte de productos

energéticos por ferrocarril para garantizar el abastecimiento energético (EnSiTr), especialmente relevante para la gestión del transporte ferroviario de petróleo y productos petrolíferos a los que se otorga prioridad.

Alemania considera su suministro de productos petrolíferos suficientemente asegurado debido a la gran diversidad de sus fuentes y proveedores.

3.2.3.1.3.3 *Sistema eléctrico*

En este ámbito Alemania debe llegar, tal y como el resto de países, a un 70% de la capacidad de transmisión ofertada para interconexiones transfronterizas al final de 2025, cifra fijada por la ACER, encargada por la Comisión Europea de la correcta integración de los distintos mercados energéticos en Europa.

3.2.3.1.3.4 *Carbón*

La última central de carbón en Alemania debe cerrarse como muy tarde en el año 2038, el lignito se eliminará de la región del norte de Renania-Westfalia en 2030.

El suministro de lignito en Alemania se considera suficientemente seguro debido a la gran diversificación de sus importaciones y a la liquidez del mercado mundial junto con el fin temprano de su utilización.

3.2.3.1.4 *Mercado interior de la energía*

3.2.3.1.4.1 *Interconectividad eléctrica*

En este ámbito Alemania enfrenta grandes retos, mayores que los de otros países de la UE, debido a su situación central dentro de Europa, por la que se hace relevante no solo el aumento de interconexión del norte al sur de Alemania, sino también con sus países vecinos.

Debido a que la velocidad de expansión de la capacidad renovable instalada es muy alta, es difícil mantenerse al mismo ritmo con la implementación de la interconexión, por lo tanto es muy importante basar las decisiones y prioridades en base a los 3 indicadores de riesgo mencionados en los textos de la comisión y ya mencionados en los planes de España y de Italia.

3.2.3.1.4.2 *Infraestructura de la transmisión de energía*

En cuanto a la red eléctrica, el gobierno federal había planificado hasta el primer trimestre de 2023 un total de 12200 km de líneas bajo los objetivos del plan federal de desarrollo de líneas eléctricas y 1800 km bajo los objetivos del plan de expansión de líneas eléctricas. De los primeros 12200 km, tan solo 800 km (un 7%) han sido aprobados y de los 1800 km del plan de expansión, 1400 han sido ya realizados.

Adicionalmente, el plan federal de desarrollo de líneas eléctricas resalta una necesidad urgente de aumentar sus objetivos a 14000 km totales de líneas de los cuales 1400 serían interconexiones.

En cuanto a la red de transmisión de gas, sus medidas de desarrollo serán determinadas por el plan nacional de expansión para líneas de gas. Los TSOs deberán actualizar este plan cada año impar, en el plan actual para el periodo 2016 a 2026 se prevé la construcción de en torno a 848 km de gasoductos.

3.2.3.1.4.3 *Integración del mercado*

Alemania opta por una sola zona de bidding (un único precio eléctrico en el país) y un mercado “Energy only”, por lo tanto, basan sus esfuerzos en aumentar la liquidez del sistema, para lo que es importante el aumento de la interconexión entre distintos países de la UE para disminuir los costes totales de electricidad de la UE en su conjunto.

Gran parte de la generación alemana proviene de la energía eólica marina y terrestre localizadas en el norte de Alemania, sin embargo, grandes focos de demanda se encuentran en el sur, lo que aumenta la necesidad de las grandes líneas de transporte de electricidad de corriente continua (HVDC), también para aumentar el rol de Alemania como Hub de intercambios de Europa, debido a los precios eléctricos típicamente bajos de Alemania y los países del norte contra los precios más altos de los países sureños.

3.2.3.1.4.4 *Pobreza energética*

Las leyes sociales alemanas aseguran ayudas mínimas para subsistencia, si bien estas no están enmarcadas en un cuadro energético, incluyen ayudas para los costes generales del hogar (calefacción, electricidad, etc), como pueden ser SGB I y SGB II que son los códigos en materia de seguridad social en Alemania, donde se nombran

derechos sociales y se incluyen medidas como ayudas básicas a la renta. La condición básica para poder ser elegible en estos esquemas de ayudas sociales es no poder cubrir los costes de subsistencia de electricidad y calefacción del hogar de forma razonable (si el gasto es mayor que el medio de la población el caso es estudiado). Estas ayudas pueden ser provistas al individuo en riesgo de desconexión o directamente a los suministradores de electricidad.

3.2.3.1.5 I+D+i

El marco central de la política para la financiación de la investigación energética en Alemania es un programa plurianual, interdepartamental, de investigación energética del Gobierno Federal, para coordinar actividades de financiación de los distintos ministerios implicados. Específicamente el séptimo y actual apoya medidas técnicas y no técnicas para la innovación y la investigación a lo largo de toda la cadena de valor de la energía. Sus principales objetivos son los siguientes:

- Avance en la transición energética, con foco en soluciones tanto técnicas como no técnicas y sociales, por ejemplo, procesos y marcos legislativos que apoyen los objetivos de la transición. Las prioridades son las soluciones para el aumento de la eficiencia y para la integración de renovables para cubrir la demanda de los distintos sectores de consumo, con un especial foco en el sector de calefacción urbana.
- Investigación y desarrollo de tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de CO₂, para ser aplicadas en sectores y actividades donde las emisiones de CO₂ no puedan ser completamente evitadas, como por ejemplo en la industria química.
- En los sectores industriales de consumo intensivo de energía, la innovación, investigación y desarrollo se centra principalmente en: i) Desarrollos de costes, ii) Seguridad de suministro y iii) Marcos reglamentarios positivos para la transición y el desarrollo.
- En paralelo a los puntos anteriores, la investigación debe considerar la competencia con el resto del mundo, por ejemplo, tener costes adicionales de intercambio de emisiones puede perjudicar a Alemania con respecto al resto de países.

3.2.4 Italia

3.2.4.1 Objetivos 2030

3.2.4.1.1 Descarbonización

3.2.4.1.1.1 Reducción de gases de efecto invernadero

En la tabla 14, se muestra la evolución de las cifras de emisiones italianas y los objetivos en el horizonte 2030.

| Objetivos PNIEC | Unidades | 1990 | 2005 | 2030 |
|--------------------------------------|---------------------|------|------|--------|
| ESR 2019 | MtCO _{2eq} | - | 344 | 246 |
| ESR 2023 | MtCO _{2eq} | - | 344 | 194 |
| Objetivo 2019 (vs 2005) | % | - | | -28,6% |
| Objetivo 2023 (vs 2005) | % | - | | -43,7% |
| ETS | MtCO _{2eq} | - | 248 | 94 |
| Objetivo 2023 (vs 2005) | % | - | | -62% |
| Total Objetivo 2023 (vs 1990) | MtCO _{2eq} | 523 | | 288 |
| Total Objetivo 2023 (vs 1990) | % | | | 45% |

Tabla 14. Evolución de cifras de emisiones en Italia y objetivos para 2030 según su PNIEC.

Donde ETS se refiere a las emisiones vinculadas al comercio de los derechos de emisión, en los que se encuentran los sectores industrial y termoeléctrico, mientras que, ESR se refiere a emisiones relacionadas con los compromisos del reglamento de esfuerzo compartido (sectores difusos), incluyendo sectores como el transporte, la agricultura, el civil, los residuos y la pequeña y mediana industria.

3.2.4.1.1.2 Energías renovables

En la tabla 15, pueden apreciarse los objetivos de porcentaje de renovables en el consumo final bruto en

comparación con las cifras habidas en 2021 por sector.

| | 2021 | 2030 (PNIEC 2023) | 2030 (EU - Fit for 55) |
|---|--------|----------------------|---------------------------|
| Consumo final bruto [ktoe] | 120506 | 106331 | |
| % Renovables en el consumo final bruto | 19% | 40,5% | 39% |
| Sector transporte | 8% | 31% | 29% |
| Sector calefacción y refrigeración | 20% | 37% | 29,6%-39,1% |
| Sector eléctrico | 36% | 65% | |
| % Hidrógeno procedente de RES | 0% | 42% | 42% |

Tabla 15. Objetivos de porcentaje de renovables en el consumo final bruto.

En la figura 15, se muestra el objetivo de porcentaje de renovables en el consumo final bruto a lo largo de los años en el horizonte 2030:

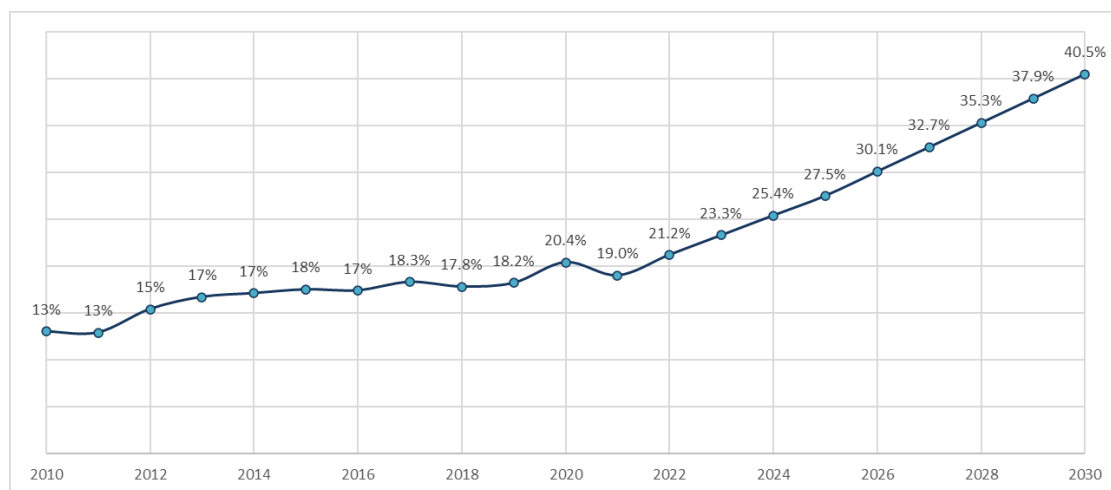


Figura 15. Objetivo de porcentaje de renovables en el consumo final bruto a lo largo de los años en el horizonte 2030

3.2.4.1.2 Eficiencia energética

En la tabla y figura 16, se muestran los objetivos italianos con respecto a la eficiencia energética en el horizonte 2030, según su PNIEC.

| Sectores | Unidades | 2021 | 2030 (PNIEC 2019) | 2030 (PNIEC 2023) |
|--------------------|-------------|-------|----------------------|----------------------|
| Total | Mtep | 113,4 | 103,8 | 100,4 |
| Transporte | % del total | 32% | 34% | 32% |
| Residencial | % del total | 28% | 26% | 26% |
| Industrial | % del total | 23% | 24% | 24% |
| Terciario | % del total | 13% | 13% | 14% |
| Agricultura | % del total | 3% | 3% | 2% |
| 2030 - 2021 | Mtep | - | 9,60 | 13,00 |
| 2030 - 2021 | % | | 8% | 11% |

Tabla 16. Objetivos de eficiencia energética por sector según el PNIEC.

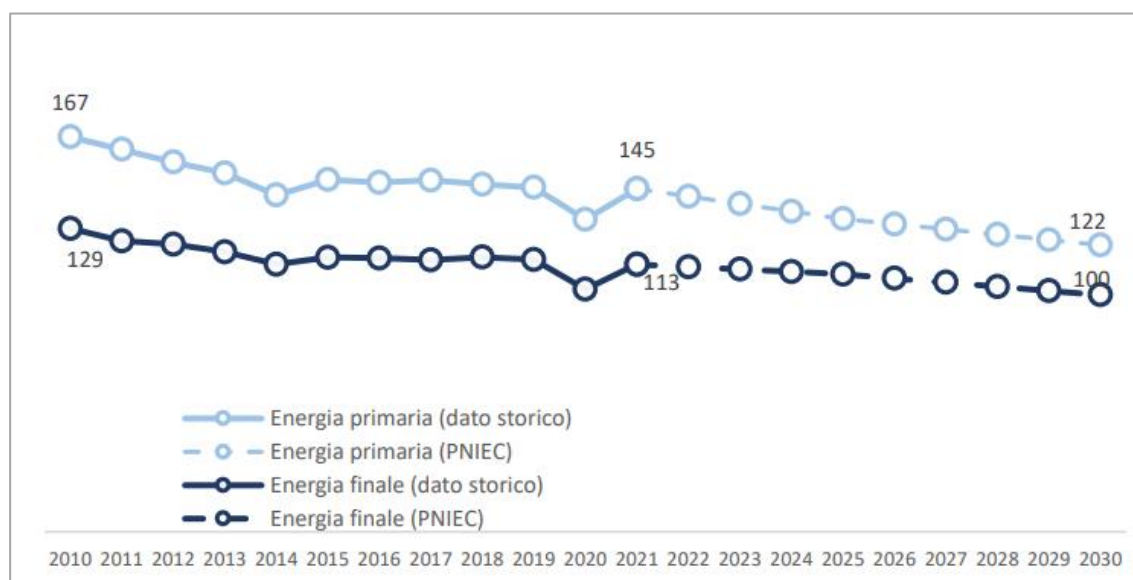


Figura 16. Evolución de la eficiencia energética horizonte 2030 (Mtep). Fuente: 2023, Italy - Draft Updated NECP 2021-2030, https://commission.europa.eu/document/download/75b8162c-3d62-4627-8706-c62997b324da_en?filename=ITALY%20-%20DRAFT%20UPDATED%20NECP%202021%202030%20%281%29.pdf

3.2.4.1.3 Seguridad de suministro

3.2.4.1.3.1 Sector de gas

Italia busca diversificar sus fuentes de suministro de gas por medio de acuerdos con países externos y la mejora de la infraestructura existente, por ello, se fijan los siguientes objetivos:

- Crear las condiciones necesarias para mejorar el corredor sur por medio del gasoducto trans-adriático, la ruta de suministro proveniente de Azerbaiyán (10 bcm/año adicionales).
- Incrementar la capacidad de transporte del gasoducto adriático para aumentar el movimiento de las importaciones provenientes de Argelia hasta el norte de Europa.
- Fortalecer los sistemas de almacenamiento, aumentando la flexibilidad y la resiliencia del sistema.
- Promover el desarrollo de nuevas plantas renovables de gas (principalmente de bio-metano)

En la tabla 17, se muestran las contribuciones en el sector del gas para reducir la dependencia del gas ruso.

| | Semestre 2 - 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|---|-------------------|-------------|-------------|-------------|
| Algeria por tubería | 1,2 | 6 | 9 | 9 |
| TAP | 0,8 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Producción nacional | | | 1,4 | 1,4 |
| Incremento total por tubería | 2 | 7,5 | 11,9 | 11,9 |
| LNG Egipto | 0,7 | 3,5 | 3,5 | 3,5 |
| LNG Congo | | 1,1 | 2,1 | 4,6 |
| LNG Qatar | 0,5 | 1,4 | 1,4 | 1,4 |
| LNG Angola | 0,2 | 1 | 1 | 1 |
| LNG Other | 0,1 | 0,9 | 1,5 | 2,2 |
| Incremento Total LNG | 1,5 | 7,9 | 9,5 | 12,7 |
| Ahorros por renovables eléctricas | 0,4 | 2,4 | 4,9 | 7,3 |
| Ahorros por contención de consumo térmico y eléctrico | 1 | 2 | 2 | 2 |
| Ahorros por desarrollo de biogás y biocombustibles | 0,1 | 0,6 | 1,1 | 1,6 |
| Ahorros por generación temporal por medio de carbón | 1,1 | 2,3 | | |
| Ahorro total de gas | 2,6 | 7,3 | 8 | 10,9 |
| Reducción total de importes de gas ruso | 6,1 | 22,7 | 29,4 | 35,5 |

Tabla 17. Contribuciones de gas para reducir la dependencia del gas ruso (en bcm incrementales con referencia a valores de 2021). Fuente: PNIIEC Junio 2023.

3.2.4.1.3.2 Productos petrolíferos

Siguiendo las directivas de la UE que fija niveles mínimos de almacenamiento de productos petrolíferos, Italia fija esta cifra en 90 días de importaciones netas de petróleo crudo y productos petrolíferos y asigna las funciones de control de estos stocks al OCSIT (Organismo Centrale di Stocaggio Italiano) cuyas actividades y funciones han sido asignadas a su vez a Acquirente Único S.p.A.

Italia establece además una plataforma de intercambio de información creada por MASE (Ministero dell' Ambiente e della Sicurezza Energetica) en colaboración con el OCSIT, para el intercambio electrónico de todos los flujos de información con respecto a los niveles y la localización de las existencias de estos productos.

Finalmente, Italia ha realizado la conversión de 5 grandes refinerías; las de Roma, Mantova y Cremonia las convirtieron en “hubs” logísticos (centros de almacenamiento, transporte y distribución) mientras que las de Marghera y Gela las convirtieron en bio-refinerías.

3.2.4.1.3.3 Sector eléctrico

Los objetivos en este ámbito se dividen en medidas para la mejora directa de la capacidad de interconexión italiana, y en medidas para implementar la legislación necesaria para quitar obstáculos que puedan entorpecer los procesos de interconexión.

En cuanto al primer conjunto de medidas, Italia ha desarrollado proyectos de interconexión a medio y largo plazo, entre los que cabe destacar en el horizonte 2030: i) Proyecto de interconexión HDVC de 1,9 GW con Túnez (incremento de 600 MW), ii) Segunda interconexión HDVC con Grecia, “GRITA 2” (incremento de 500 MW a 1000 MW), iii) Proyectos de interconexión con Austria, “Nauders-Glorenza” (NTC 300 MW) y “Prati di Vizze – Steinach” (NTC 100 MW). Se espera finalmente un incremento de en torno a 3560 MW de interconexiones en 2040, con interconexiones adicionales con Suiza y Austria.

En cuanto al conjunto de medidas para abordar los retos y barreras regulatorias enlazados a las interconexiones, primeramente, caben destacar los siguientes retos: i) Congestión zonal norte-sur debido a producción renovable focalizada en el sur pero gran consumo en el norte, ii) Reducción del margen de adecuación (superávit de

capacidad para gestionar demandas pico), iii) Flujo invertido desde fuentes de autoconsumo a red de transporte regional (debido excesos de producción local por paneles solares). Las medidas para afrontar estos retos son: i) Instalación de compensadores síncronos, ii) Renovación y mejora de líneas de transporte conectadas a instalaciones renovables, iii) Actividades de mantenimiento de la red de transporte para aumentar su resiliencia contra condiciones climáticas extremas, etc. Los planes deben incluir soluciones para reducir duración e impacto de perturbaciones o interrupciones en el suministro y probabilidad de fallo, para aumentar la fiabilidad del sistema en situaciones extremas.

Con este conjunto de medidas y proyectos, Italia planea utilizar 3 indicadores de riesgo y de prioridad, provistos por el texto de la comisión:

- Diferencia de precios de los mercados mayoristas por encima de un límite indicativo de 2 €/MWh entre estados miembros, países o zonas de precio.
- Ratio de capacidad nominal de interconexión con respecto a demanda de punta menor de un 30%.
- Capacidad nominal de interconexión menor del 30% de la capacidad de producción renovable instalada.

3.2.4.1.4 Mercado Interior de la Energía

3.2.4.1.4.1 Transmisión en el sector eléctrico

En este ámbito, Italia busca aumentar su nivel de interconexión, aumentar la integración de las renovables y aumentar la robustez de la red de transporte. Además, también se busca duplicar la capacidad de intercambio de electricidad entre distintas áreas de mercado italiano de 16 GW a más de 30 GW en 2030. Las medidas para cumplir este objetivo son: i) Mejora y modernización de las líneas existentes, ii) Habilitación, ya sea en las mismas líneas o en adyacentes, de su funcionamiento en corriente continua, iii) Uso de cableado subterráneo y marítimo y soluciones de corriente alterna innovadoras para aumentar la capacidad de transporte. Todas estas medidas con el objetivo de implementar una capa de corriente continua conocida como hiper-red, que permite crear una red activa y altamente estabilizadora.

Adicionalmente, estos avances en la red de transporte deben ir acompañados de avances e inversiones en la red de distribución, que permitan vencer los retos que supone la diferencia geográfica de los focos de generación, contra la localización de las zonas de carga alta, la primera encontrándose en zonas rurales poco pobladas debido a la energía solar y la segunda encontrándose en grandes núcleos poblacionales.

3.2.4.1.4.2 Transmisión en el sector del gas

En este contexto, adicionalmente a las medidas y objetivos mencionados en el punto sobre la seguridad de suministro, hay que añadir la autorización en 2022 de 2 nuevas FSRU (Floating Storage Regasification Unit). La primera entró en operación 2023 y está localizada en el puerto de Piombino y la segunda entrará en operación en el tercer trimestre de 2024 y se ubicará en la costa de Ravenna. Además, nuevos proyectos de plantas en las costas de Sardinia y el sur de Italia están siendo evaluados.

Adicionalmente, Italia también ha fijado dentro de su plan, proyectos costeros a pequeña escala para la descarga de LNG desde pequeños buques metaneros y su carga posterior en buques de aprovisionamiento para el repostaje de clientes domésticos, e industriales (particularmente en Sardinia); MASE también está trabajando paralelamente en la autorización de nuevas estaciones de servicio de combustible.

3.2.4.1.4.3 Desarrollo de los instrumentos de comercio de electricidad a plazo

- PPA: En cuanto a estos instrumentos, Italia se centra en la disminución de los riesgos asociados a este tipo de contratos, por medio de: i) Estandarización de los parámetros de este tipo de contratos, ii) Gestión del riesgo de las contrapartes por medio del establecimiento de un mercado de futuros CCP (Central Counter Party), donde una entidad actúa como intermediario financiero de las transacciones mediante los compradores y los vendedores de instrumentos financieros, iii) Implementación de sistemas públicos de garantías para apoyar a las contrapartes.
- CfDs: Este instrumento es crucial para la integración de las renovables y los objetivos de descarbonización, los principales puntos a tratar en estos instrumentos por parte de Italia son: i) Introducción de mecanismos de ajuste automático contra los incrementos de costes y la inflación, ii) La posibilidad de implementar estructuras de pagos atendiendo a distintos perfiles de inyección, para asignar mejor los riesgos a los distintos actores del sistema, por ejemplo, en función de las aportaciones reales netas, o por el contrario, en

función de las aportaciones potenciales de la instalación, dejando espacio para el tratamiento de casos especiales con limitaciones (de congestión por ejemplo). Serían los inversores privados los encargados de llegar a un mix óptimo de renovables en el sistema.

- Suministro de recursos de almacenamiento a largo plazo e implementación de un nuevo segmento de mercado para productos time-shift (que se comercializan en momentos distintos a cuando se producen), para el uso óptimo de la capacidad de almacenamiento.

3.2.4.1.4.4 Pobreza energética

En este ámbito, Italia no tiene una definición específica del término pobreza energética, una de las principales actividades en este aspecto es la definición por parte del Observatorio Nacional de Pobreza Energética de este término y sus distintos criterios o parámetros, mientras tanto, se prioriza la referencia a los criterios definidos por la UE y mencionados anteriormente en este capítulo, Italia específicamente basa sus objetivos en el indicador “Porcentaje de población incapaz de mantener su hogar adecuadamente cálido”. En la figura 17, se puede apreciar la evolución de Italia en cuanto a los distintos indicadores fijados como referencia a nivel europeo.

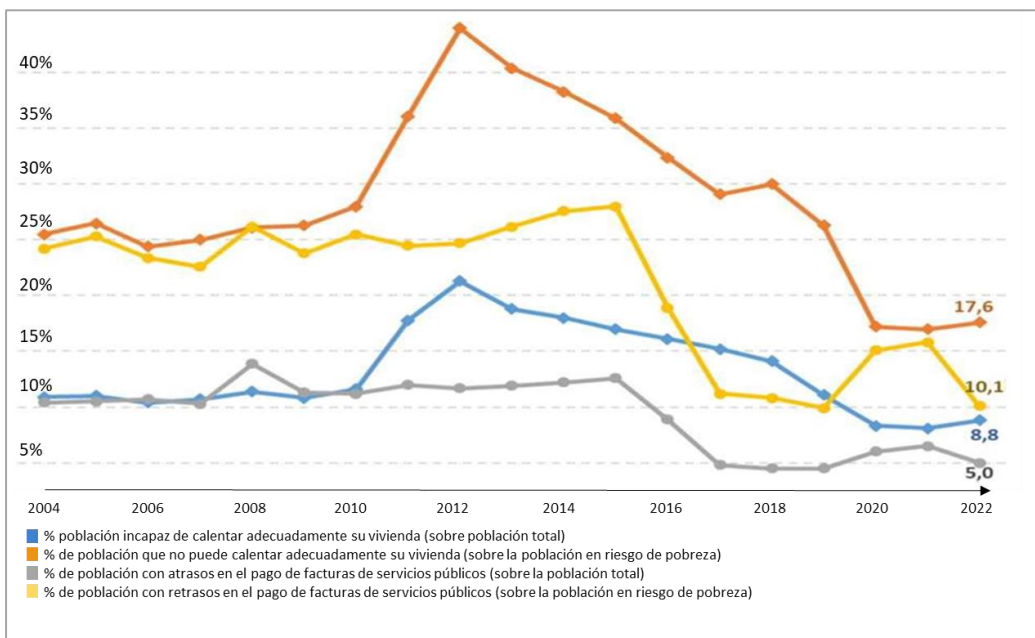


Figura 17. Evolución de los indicadores de pobreza energética italianos. Fuente: PNIEC 2023

En términos de objetivos en el horizonte 2030 y vistas las tendencias de la gráfica anterior, el indicador mencionado debería bajar en torno a un 0,8 % con respecto a su nivel en 2022 (de 8,8% a 8%).

Finalmente, en este aspecto, Italia lanzó en 2023 un proyecto estadístico denominado “Cálculo de los Indicadores de Pobreza Energética” (EPIC) para diseñar e implementar una evaluación analítica y estadística adecuada para cubrir los huecos actuales y aumentar su capacidad de evaluación y respuesta ante este fenómeno.

3.2.4.1.5 I+D+i

En Italia, la investigación pública en el sector energético se implementa a través de: i) Sistema eléctrico de investigación (RdS) para la innovación tecnológica, ii) Programa italiano de innovación, iii) Investigación en hidrógeno a través del NRRP (National Recovery and Resilience Plan).

Italia prioriza las siguientes áreas tecnológicas de desarrollo:

- Almacenamiento eléctrico (acumuladores innovadores): Desarrollo de baterías de nueva generación (desde generación 3b, iones de litio avanzados, a Gen 4 - baterías de estado sólido, a Gen 5 - baterías post-litio). La investigación en el campo del almacenamiento electroquímico será apoyada por programas trienales del Sistema Eléctrico de Investigación y el IPCEI (Important Projects of Common European Interest).
- Fuentes renovables (solar, geotérmica, eólica marítima y terrestre): En la generación solar las

acciones se centran en: i) Incremento de la eficiencia de la generación, ii) Uso de tierra para nuevas instalaciones, iii) La revitalización de las compañías italianas involucradas en la cadena de valor fotovoltaica. Para la generación eólica, la investigación italiana se debe centrar en: i) El desarrollo de la eólica marítima flotante con bajo impacto medio ambiental, ii) La consolidación de las granjas eólicas terrestres eficientes. La investigación en energía geotérmica se centrará en: i) Pruebas de extracción de materias primas críticas a partir de fluidos geotérmicos, ii) Innovación de los componentes de las plantas, sistemas de perforación y de construcción de pozos.

- Hidrógeno: En el marco del NRRP, se llevan a cabo actividades de investigación y desarrollo sobre tecnologías facilitadoras, que abarcan toda la cadena de valor del hidrógeno, tales como:
 - Tecnologías para la producción de hidrógeno renovable y bajo en carbono.
 - Tecnologías innovadoras para el almacenamiento y transporte de hidrógeno y su transformación en derivados y biocombustibles.
 - Pilas de combustible para aplicaciones estacionarias y de movilidad.
 - Digitalización e integración de las redes de electricidad y gas para mejorar la resiliencia y la fiabilidad de las infraestructuras basadas en el hidrógeno.
 - Los dos valles del hidrógeno (plataformas multifuncionales para probar y validar tecnologías de cadena de hidrógeno de forma integrada y a escala pre-comercial) se ubicarán respectivamente en el Centro de Investigación ENEA de Casaccia (Roma) y en el CNR de Capo D'Orlando.
- Combustibles renovables distintos del hidrógeno: En general, la actividad de investigación y desarrollo sobre este tema estará dirigida a:
 - Desarrollo de tecnologías y procesos que sean más flexibles en términos de nutrición, por ejemplo, capaces de procesar materias primas que contengan diferentes tipos de biomasa, pero también otras fuentes de carbono sostenible, como plásticos, residuos, lodos de depuradora.
 - Procesos catalíticos de alto rendimiento (catalizadores eficientes, duraderos y asequibles).
 - Biocatalizadores (enzimas y microorganismos) capaces de mantener un rendimiento adecuado en la conversión de sustratos derivados de subproductos o residuos.
 - Realización de procesos de producción de hidrógeno verde y captura de CO₂.
- Nuclear: Para que las tecnologías nucleares avanzadas contribuyan sustancialmente a los objetivos de descarbonización, su despliegue deberá tener lugar en la próxima década, dejando el mercado en el segmento 2030-2035. Además, la capacidad de la "nueva energía nuclear" para: i) Sustituir a las centrales nucleares al final de su vida útil, ii) Proporcionar cogeneración industrial (calor industrial), calefacción urbana y producción de hidrógeno, representa un valor añadido para facilitar su penetración en futuros sistemas energéticos híbridos más sostenibles.
- Captura, uso y almacenamiento de CO₂ (CCUS).
- Tecnologías de red y digitalización: La cooperación entre las infraestructuras de corriente alterna y la capa de corriente continua requiere nuevos estándares de planificación y el desarrollo de tecnologías innovadoras para garantizar la plena interoperabilidad y sinergia entre la red HVAC (Corriente Alterna de Alta Tensión) y los diversos proyectos HVDC (Corriente Continua de Alta Tensión) de la "hiper-red". Desde un punto de vista tecnológico, esto será posible mediante el uso de configuraciones multiterminal utilizando disyuntores de corriente continua de alta tensión, que actualmente no están disponibles en el mercado.

También se están desarrollando nuevas tecnologías de aislamiento para soportar voltajes y corrientes más altas, lo que respalda el desarrollo de sistemas HVDC con potencias nominales más altas. Además, los sistemas de control HVDC de banda ancha pueden regular mejor el flujo de energía en un sistema HVDC, mejorando la estabilidad de la red eléctrica.

- Materias primas críticas y materiales avanzados para la transición energética y las cadenas de suministro nacionales relacionadas: A nivel nacional, las actividades de investigación y

desarrollo en el ámbito de los materiales energéticos se financian mediante diferentes instrumentos. El Plan Trienal de Investigación de Sistemas Eléctricos (LTRL) (2022-2024) prevé una línea de investigación experimental dedicada al desarrollo de materiales vanguardista para uso energético. En el marco de la iniciativa Mission Innovation, se ha financiado la IEMAP (Plataforma Italiana de Aceleración de Materiales Energéticos). Las actividades del IEMAP se dividen en tres vertientes:

- Materiales de baterías: Cribado de posibles nuevos materiales con menor intensidad de CRM (Materias Primas Críticas).
- Recuperación de materiales (litio, cobalto, níquel, cobre) de sistemas mineros urbanos.
- Materiales electrolizadores: Síntesis de nuevos materiales de electrodos que ofrecen un mejor rendimiento y menores costes.
- Materiales fotovoltaicos: Desarrollo de materiales alternativos a los actualmente en uso.

4 PROPUESTA DE REDISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO

En este capítulo van a tratarse las reformas y medidas habidas en el mercado eléctrico a nivel de la UE, para acabar comentando el tema que nos trae a este trabajo, la propuesta de reforma del mercado publicada por la comisión de la UE en marzo de 2023. Con este objetivo se va a explicar primero el contexto de este panorama de crisis y las causas que llevan a Europa a este punto para luego pasar a explicar las reformas habidas en orden cronológico.

En 2022, tras la crisis de la COVID-19, cuando la economía mundial estaba comenzando a recuperarse, se desencadena otra crisis, esta vez energética. Esta se inicia debido a la invasión de Ucrania por parte de Rusia, sin embargo, no fue el único factor causante de la crisis. Las principales causas de la crisis energética fueron entonces:

- La invasión rusa de Ucrania, que provocó una reducción extrema del aprovisionamiento de gas natural a Europa, disparando los precios.
- Unas indisponibilidades sin precedentes en la flota de centrales nucleares francesas, piedra angular del mercado energético europeo.
- Una producción muy débil por parte de las centrales hidráulicas debido a las condiciones meteorológicas (clima muy seco con falta de lluvias).

La combinación de estos factores provocó un crecimiento explosivo de los precios del gas y la electricidad, llegando a máximos sin precedentes y creando una volatilidad extrema del mercado.

Debido a esto último, Europa tomó las riendas de la situación implantando una serie de paquetes de medidas transitorias para paliar esta volatilidad y estos excesos en los precios:

- En octubre de 2021, sacaron un paquete de medidas contra los altos precios de la energía, entre las que se incluían ayudas a la renta, exenciones fiscales, medidas a corto y medio plazo.
- En marzo de 2022, introdujeron un régimen temporal de ayudas estatales para permitir ciertas subvenciones destinadas a suavizar el impacto de los elevados precios de la energía.
- En mayo de 2022, sacaron REPowerEU, un paquete de medidas para aumentar la eficiencia energética, acelerar la introducción de renovables en el mix energético y diversificar el aprovisionamiento de energía para independizar los precios de materias primas específicas y evitar otras crisis similares a la del gas.

Sin embargo, muchas fallas de nuestro mercado eléctrico ya habían sido expuestas y se hizo evidente para la Comisión Europea la necesidad de una reforma del diseño actual del mercado eléctrico europeo. En enero de 2023 se lanza un periodo de consulta pública exprés de alrededor de un mes, para recoger las distintas propuestas de los miembros de la unión, periodo en el que como de costumbre se forman 2 bandos en Europa, el liberal liderado por Alemania, que defendía cambios menores en el mercado sin tocar la estructura marginal de formación de precios y el intervencionista que promueve una reforma más integral del mercado, realizando modificaciones a la estructura marginal de precios.

A continuación, se van a explicar los distintos paquetes de medidas instaurados por la UE para finalmente culminar con la presentación de la propuesta inicial de reforma de la UE, que nos otorga un primer vistazo (aún en pleno desarrollo) de lo que será el futuro de nuestro mercado eléctrico.

4.1 Octubre 2021 – Conjunto de medidas de apoyo para enfrentar la subida de los precios de la energía.

En ese momento, la UE al igual que el resto del mundo se enfrentaba a un fuerte aumento de los precios de la

energía, ese repunte se debía a la creciente demanda vinculada a la recuperación tras la COVID-19. La presente comunicación presenta una serie de medidas a corto y medio plazo para prepararse ante las fluctuaciones de los precios del gas, reduciendo además la independencia de la UE de los combustibles fósiles.

Entre las **medidas a corto plazo** (para proteger a los consumidores y a las empresas) se encuentran:

1. Ayudas a la renta de emergencia y evitar desconexiones de la red:

Los estados miembros pueden,

- Efectuar pagos sociales específicos a usuarios vulnerables (en situación de pobreza energética).
- Establecer salvaguardias para evitar desconexiones de la red o aplazar los pagos temporalmente.
- Intercambiar medidas/ideas entre distintos estados miembros y coordinar medidas sobre pobreza energética y consumidores vulnerables.

2. Fiscalidad:

Los estados miembros pueden,

- Reducir los tipos impositivos para poblaciones vulnerables, de forma específica y temporal.
- Modificar la forma de financiación de los sistemas de apoyo a las renovables, debido a que en muchos países esta financiación se ve repercutida directamente en las facturas eléctricas.

3. Ayudas estatales:

Los estados miembros pueden,

- Introducir medidas para reducir los costes de la energía de los consumidores finales
- Proporcionar ayuda a empresas, respetando el marco de ayudas estatales y sin fomentar los combustibles fósiles.
- Facilitar el acceso a los contratos de compra de electricidad renovable, para empresas grandes y también para PYMES.

4. Intensificación de la vigilancia del mercado:

La comisión,

- Investigará indicios de competencia desleal.
- Solicitará a la ESMA⁷ un refuerzo en el seguimiento del mercado energético.
- Garantizará el cumplimiento del RITME⁸ junto con las autoridades nacionales y la ACER⁹.

5. Colaboración con socios internacionales:

La comisión,

- Debe reforzar su participación internacional, para aumentar la visibilidad, liquidez y flexibilidad en los mercados internacionales.
- Presentar una estrategia de colaboración internacional.

Entre las **medidas a medio plazo** se encuentran:

1. Capacidad de almacenamiento y un sistema energético de la UE resiliente:

La comisión,

- Debe proponer un marco reglamentario para el mercado del gas y del hidrógeno.
- Revisa la normativa sobre seguridad de suministro para realizar una gestión eficaz del almacenamiento de gas.
- Establece nuevos grupos regionales transfronterizos de riesgo gasista (para asesorar a los estados miembros sobre sus planes preventivos y de emergencia).

⁷ ESMA: European Securities and Markets Authority.

⁸ RITME: Reglamento sobre la Integridad y la Transparencia del Mercado mayorista de la Energía

⁹ ACER: Agency for the Cooperation of the Energy Regulators

- Apoya el desarrollo de herramientas de almacenamiento de energía como clave de flexibilidad, a corto plazo con respuesta a la demanda y baterías y a largo plazo por ejemplo con el hidrógeno.
- Explora la contratación conjunta de almacenamientos de reservas de gas.
- Encarga a la ACER que revise la actual configuración del mercado eléctrico.

2. Apoyar una transición justa y proteger a los usuarios finales:

La comisión debe proporcionar orientaciones adicionales a los estados sobre cómo abordar aspectos sociales y laborales de la transición ecológica.

Los estados,

- Pueden aumentar el poder y el papel de los consumidores en el mercado, otorgándoles más y más clara información, y apoyando el autoabastecimiento, la respuesta a la demanda, etc.
- Pueden asignar un proveedor de último recurso, en caso de quiebra de un proveedor.

3. Aumentar las inversiones en energías renovables y en eficiencia energética:

La comisión,

- Debe publicar orientaciones sobre la aceleración de los procesos administrativos de concesión de permisos.
- Debe iniciar los trabajos sobre el desarrollo del código red para la flexibilidad de la demanda.
- Debe completar la revisión de las directrices sobre ayudas estatales en materia de energía y medio ambiente.

Los estados miembros deben:

- Acelerar las licitaciones/subastas de energías renovables, y agilizar las inversiones respectivas al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia.
- Acelerar los procesos administrativos referentes a la concesión de permisos.
- Apoyar la fabricación de equipos para el desarrollo de las energías renovables.
- Aumentar las inversiones en eficiencia energética y en el rendimiento de los edificios.
- Aumentar las inversiones en interconexión europea para impedir impedimentos en proyectos de interés común.

4.2 Marzo 2022 – Marco Temporal de medidas de ayuda estatal tras el impacto en la economía de la agresión de Rusia contra Ucrania.

El 23 de marzo de 2022 la Comisión Europea adopta un Marco Temporal de Crisis para permitir a los estados utilizar la toda flexibilidad prevista de las normas sobre ayudas estatales en el contexto de la invasión rusa de Ucrania.

El nuevo marco permite a los Estados miembros: i) Conceder cuantías limitadas de ayuda a las empresas afectadas por la crisis actual o por las sanciones correspondientes. ii) Garantizar que las empresas dispongan de liquidez suficiente iii) Compensar a las empresas por los costes adicionales derivados de los precios excepcionalmente elevados del gas y la electricidad.

El periodo subvencionable durante el cual podían recibirse las ayudas mencionadas arriba y que se expondrán a continuación es entre el 01/02/2022 y 31/12/2022, sin embargo, este periodo se ha extendido hasta al menos el 31/12/2023, y la comisión no prevé aplazar su fecha final más allá debido al efecto negativo de una larga duración de este tipo de marcos temporales de ayudas en la economía de los estados.

Dichas ayudas expuestas más arriba se encuentran sujetas a una serie de reglas que se expondrán a continuación:

1. Importes limitados de ayuda a las empresas afectadas.

- La ayuda global no superará en ningún caso los 400000 € (35000 € en el caso de empresas dedicadas a la producción de productos agrícolas y los sectores de pesca y acuicultura) brutos por empresa y

esta puede concederse en forma de subvenciones directas, ventajas fiscales, garantías, préstamos,...

- Las ayudas se conceden en función de un plan con una estimación presupuestaria a empresas afectadas por la crisis.
- Las ayudas destinadas a empresas dedicadas a la producción primaria de productos agrícolas no se deben establecer en función del precio o la cantidad de productos comercializados.
- Las ayudas que se den en forma de cuantías reembolsables podrán convertirse en otras formas de ayuda siempre que dicha transformación se dé antes del 30/06/2023.

2. Apoyo a la liquidez de las empresas.

En forma de garantías:

- El importe total de los préstamos para los que se obtiene una garantía no excederá: i) El 15% del volumen de negocios anual medio total del beneficiario durante los 3 últimos ejercicios, ii) El 50% de los costes de la energía en los 12 meses anteriores al mes en el que se presente la petición de ayuda, iii) El importe del préstamo puede incrementarse hasta cubrir las necesidades de liquidez de los próximos 12 meses para PYMES y 6 meses para grandes empresas, siempre y cuando sean necesidades de liquidez no cubiertas por las ayudas del Marco Temporal relativo a la COVID-19. Estas necesidades de liquidez deben auto certificarse por el beneficiario.
- La duración de la garantía está limitada a un máximo de 6 años, pero los estados tienen la posibilidad de notificar modificaciones al respecto según las cuales modulen la duración de las garantías, las primas de garantías y las coberturas, de forma lógica (por ejemplo, fijar una duración de la garantía más alta, pero con primas también más altas).
- Las primas de garantías se fijan por préstamos individuales en un nivel mínimo categorizados en el documento para PYMES y grandes empresas y los distintos años del préstamo.

En forma de préstamos bonificados:

Las condiciones específicas de los préstamos bonificados son las siguientes:

- Los préstamos no se conceden a entidades financieras, como por ejemplo, entidades de crédito (a no ser que sea como intermediarios financieros al receptor final)
- Los mínimos de los tipos de interés reducidos para los préstamos deben ser igual al tipo básico (IBOR a un año o equivalente) más los márgenes de riesgo de crédito que establece la publicación (categorizado para PYMES y grandes empresas y para los distintos años de la duración del préstamo)
- El importe de los préstamos estará sujeto a las mismas reglas que para las ayudas en forma de garantías.

3. Compensación de los costes adicionales debido al aumento excesivos de los precios de la electricidad y del gas.

- Esta compensación está sujeta a las mismas reglas expuestas para las ayudas generales a las empresas afectadas por la crisis, pero con un importe máximo igual al 30% de los costes subvencionables hasta un máximo de 2 millones de euros.
- El coste subvencionable mencionado es el producto del número de unidades de gas natural y electricidad adquiridas por la empresa a proveedores externos como consumidor final en un período comprendido entre el 01/02/2022 y el 31/12/2022 a más tardar («período subvencionable») y un cierto aumento del precio que la empresa paga por unidad consumida (EUR/MWh). Este incremento de precio se calculará como la diferencia entre el precio unitario pagado por la empresa en un mes dado del período subvencionable y el doble del precio unitario pagado por la empresa en promedio durante el período de referencia comprendido entre el 01/01/2021 y el 31/12/2021.
- El límite mencionado de 30% de costes subvencionables y 2 millones de euros puede ser reformulado en caso de necesidad para garantizar la continuidad de la actividad económica. En este supuesto las nuevas condiciones son: i) Que la empresa sea una empresa de alto consumo energético¹⁰, ii) Si la empresa incurre en pérdidas de explotación y el aumento de los costes de energía representa al menos el 50% de dichas pérdidas (durante el periodo subvencionable), iii) La ayuda global no supera el 50% de los costes subvencionables ni el 80% de las pérdidas de

¹⁰ Empresas de alto consumo energético: sus compras de productos energéticos (incluidos productos distintos de electricidad y gas) representan al menos el 3,0 % del valor de la producción

explotación de la empresa, iv) La ayuda global no supera los 25 millones de euros por empresa, v) Las ayudas podrán aumentarse hasta un máximo del 70% de los costes subvencionables y 50 millones por empresa si se encuentran en los sectores especialmente afectados que la publicación menciona en el anexo 1 (por ejemplo producción de aluminio, fabricación de productos básicos de química inorgánica,...).

4.3 Mayo 2022 – REPowerEU Acción conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible.

El 18/05/2022 la comisión europea lanza una propuesta, denominada *REPowerEU: Acción conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible*, con el objetivo de independizar a la UE de los combustibles fósiles de origen ruso a la vez que buscaba incentivar la inversión en las renovables para alcanzar los objetivos de neutralidad en carbono de 2050.

Antes del estallido de la guerra de Ucrania, la dependencia de la UE de las importaciones de gas ruso era tal, que el 40% de nuestras necesidades de gas eran suplidas por Rusia, en torno a 150 bcm/año (Billones de Metros Cúbicos/año). El objetivo de la UE era bajar las importaciones rusas en gas en torno a 100 bcm/año para el final de 2022. En las siguientes figuras puede apreciarse la distribución de las importaciones de gas de la UE previa a la invasión rusa de Ucrania, la evolución de esta distribución desde 2020 a 2023 (figuras 18 y 19) y finalmente en la figura 20, la evolución histórica mensual del nivel de almacenamiento de gas en la UE.

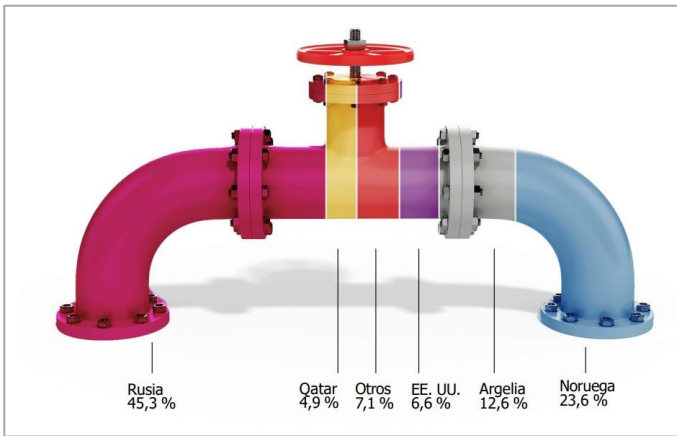


Figura 18. Distribución de las importaciones de gas de la UE en 2021. Source: REPowerEU (CE)

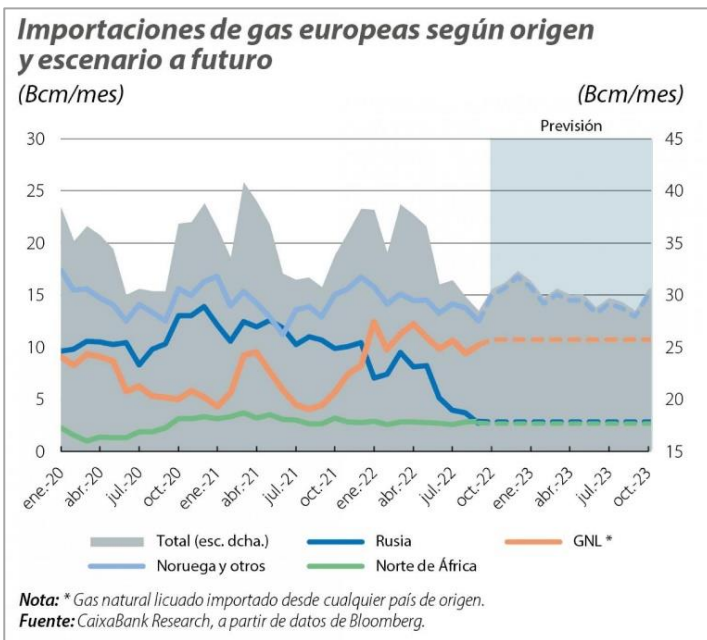


Figura 19. Evolución de la distribución de las importaciones europeas de gas según origen. Source: CaixaBank research a partir de datos de bloomberg

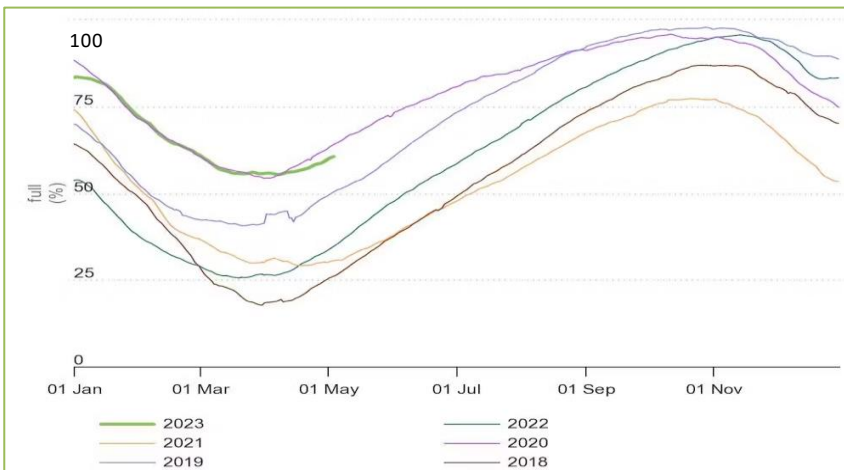


Figura 20. Evolución histórica mensual del nivel de almacenamiento de gas en la UE (%)

Con el objetivo de reducir las importaciones rusas de gas en mente, las principales áreas en las que se centraba

la propuesta eran las siguientes: ahorro de energía, producción de energía limpia y diversificar los suministros energéticos de la UE. Respecto a estas áreas, la propuesta presentaba las siguientes medidas:

1. Para el ahorro y la eficiencia energética:

En el corto plazo, se publicó un paquete de recomendaciones sobre cómo los ciudadanos y los negocios podían ahorrar en importaciones de gas, reduciendo la temperatura de la calefacción, o del aire acondicionado o utilizando más el transporte público.

En caso de interrupciones en el suministro de gas, la UE también sacó planes coordinados de reducción de la demanda, entre los que se encuentran:

- Plan coordinado para el recorte de la demanda industrial
- Actualizar los planes de contingencia de los estados miembros, aumentando su capacidad de invertir el flujo de gas de oeste a este.
- Determinar unos criterios comunes para los recortes y las restricciones en la demanda, que tengan en cuenta y den prioridad a los consumidores no protegidos.

A medio-largo plazo, la propuesta busca incrementar los ahorros energéticos aumentando el objetivo de eficiencia energética de la UE para 2030 del 9% al 13%, además de ciertas medidas de eficiencia energética dentro del sector del transporte. Algunas de las medidas de eficiencia son las siguientes:

- Introducir obligaciones de reducción de consumo energético y frenar las subvenciones a los combustibles fósiles, además de incentivar/promover las RES en el transporte y en la industria.
- Aumentar los niveles mínimos de eficiencia energética de los edificios.
- Poner requisitos más estrictos en los sistemas nacionales de calefacción e insertar prohibiciones a nivel nacional contra las calderas basadas en combustibles fósiles en edificios tanto existentes como nuevos.

2. Acelerar el despliegue de fuentes renovables:

En el corto plazo:

- Aumentar la velocidad de implantación de proyectos de energía solar y eólica además de proyectos de hidrógeno renovable, con el objetivo de ahorrar unos 50 bcm de importaciones de gas.
- Aumento de la producción de biometano, con el objetivo de ahorrar hasta 17 bcm de importaciones de gas.
- Aprobación de los primeros proyectos de hidrógeno de la UE antes del verano.

En el medio-largo plazo:

- Modificar los marcos legales para acelerar los permisos y procedimientos administrativos de despliegue de instalaciones fotovoltaicas y eólicas. Las RES pasan a ser de interés público general y se introducen áreas de bajo riesgo ambiental propensas para la instalación renovable.
- Aumento de los objetivos europeos en energías renovables para 2030 del 40 al 45% pasando de 1067 GW inicialmente concebidos en el paquete “fit for 55” para 2030 a 1236 GW.¹¹
- En cuanto a la energía solar, se busca poner en funcionamiento más de 320 GW de nueva energía solar fotovoltaica entre la publicación y 2025 y casi 600 GW hasta 2030¹². Además, también se propone en la publicación, hacer obligatorios los paneles solares en los edificios públicos para 2025 y en los residenciales para 2029. Se quiere fomentar el autoconsumo aumentando gradualmente la obligación de instalar paneles fotovoltaicos en los tejados de los edificios.
- Introducir un marco regulador para el hidrógeno en línea con los nuevos crecientes objetivos en

¹¹ La capacidad renovable instalada en el mundo era de 765,6 GW en 2021.

¹² La capacidad solar instalada en la UE aumentó 41,8 GW durante 2022 y se espera que aumente entre 50 y 68 GW en 2023. Junto con estas cifras habría que tener en cuenta los GW instalados que no se encuentran en funcionamiento. La agilización de permisos y procesos administrativos también juega un papel importante.

cuanto a este recurso. Entre estos objetivos se encuentran: i) Acelerar la construcción de electrolizadores para construir 17,5 GW desde la publicación a 2025, ii) Llegar a una producción de 10 mtoneladas de hidrógeno renovable de aquí a 2030 y iii) Llegar a ese mismo nivel de importaciones.¹³

- Al igual que ocurre con el hidrógeno, introducir un plan de incentivación de la producción de biometano, para llegar a una producción de 35 bcm de aquí a 2030.¹⁴

3. Para diversificar los suministros de energía:

En el corto plazo:

La UE necesita sustituir grandes cantidades de gas importado de Rusia por medio de suministros alternativos de energía y/o rutas alternativas de obtención de gas, para ello se propusieron las siguientes medidas:

- Compras comunes de gas, GNL e hidrógeno a través de la nueva Plataforma de la Energía de la UE, creada en abril de 2022 y cuya primera convocatoria de empresas para la compra conjunta de gas se ha dado en abril de 2023, y la primera licitación en mayo 2023. Esta plataforma incluirá a todos los estados que quieran participar, sus funciones serán agrupar la demanda, coordinar el uso de las infraestructuras, negociar con los socios internacionales y preparar las compras conjuntas de gas e hidrógeno.
- Promoción de nuevas asociaciones energéticas con proveedores fiables, incluida futura cooperación en materia de energías renovables, gases bajos en carbono y materias primas fundamentales.
- Mejorar el llenado de los almacenes de gas para llegar a un 80% de capacidad para noviembre de 2022. (Objetivo que se alcanzó holgadamente gracias a las importaciones noruegas, el aumento de las importaciones de LNG procedentes del norte de África, y a las medidas implementadas de reducción de la demanda, llegándose a los niveles récord de almacenamiento de gas durante el invierno 2022/2023).

En el medio-largo plazo:

- Invertir en la mejora y promoción de las infraestructuras de gas y electricidad.
- Establecer asociaciones estratégicas en todo el mundo a largo plazo y mutuamente beneficiosas.
- Preparar a la UE para el comercio de hidrógeno renovable mediante asociaciones con países no pertenecientes a la UE, garantizar el cumplimiento de la normativa comunitaria y poner en marcha los mercados mundiales de hidrógeno renovable.

Finalmente, la financiación adicional para la aplicación del REPowerEU está incluida en el Instrumento de Recuperación y Resiliencia (RRF) implementado en febrero de 2021 para recaudar y reutilizar fondos en los estados de la UE, inicialmente concebido para resurgir tras la crisis de la COVID-19 y finalmente también frente a la invasión rusa de Ucrania.

Los estados miembros de la UE debían añadir un capítulo referente al REPowerEU a sus Planes de Recuperación y Resiliencia (RRP) para canalizar las inversiones y reformas necesarias a través de los fondos del RRF. En el momento de la publicación, había 225 bn €, en la actualidad el fondo cuenta con 723 bn € (a precios de 2022) de los cuales 385 están destinados para préstamos y 338 para subvenciones.

4.4 Marzo 2023 - Propuesta inicial reforma del mercado

El 14/03/2023 tras el ya mencionado periodo de consultación, la comisión europea publica su propuesta de mejora de diseño del mercado eléctrico europeo. En el texto exponen las principales causas por las que surge esta necesidad:

1. Herramientas insuficientes para proteger a los consumidores frente a altos precios de la electricidad a

¹³ En 2022 la capacidad de fabricación de electrolizadores en la UE es de en torno 4 GW por año.

¹⁴ La producción de biometano fue de 3,5 bcm durante 2021.

corto plazo.

2. Una influencia extrema de los precios de los combustibles fósiles en los precios de la electricidad y el fallo de las renovables y las fuentes de bajas emisiones de carbono para reflejarse en las facturas.
3. Las consecuencias negativas y la distorsión provocada por la extremada volatilidad de los precios y por el intervencionismo regulatorio en las inversiones a largo plazo.
4. Insuficiencia de fuentes de flexibilidad no fósil (como respuesta activa de la demanda y almacenamiento)
5. Una selección limitada de contratos de suministro eléctrico para los consumidores.
6. Dificultad para acceder a la energía renovable por medio de la energía compartida.¹⁵
7. Necesidad de un mejor monitoreo del mercado en contra del abuso de este.

Con esto en cuenta, las medidas propuestas por la comisión europea en contra de dichas deficiencias del mercado son las siguientes:

1. Para proteger a los consumidores frente a la volatilidad de los precios de la energía:
 - Permitir a los consumidores tener más de un contrato de suministro al mismo tiempo, y tanto a precios fijos como dinámicos, esto puede ser útil por ejemplo para que los contratos se ajusten mejor a los distintos tipos de usos eléctricos que pueden ser más estables, continuos o más eventuales y variables. Con este fin, se debe permitir entonces a los consumidores tener más de un punto de medición y facturación cubierto por un único punto de conexión.
 - Relacionado con el anterior, los marcos regulatorios nacionales deben permitir a los proveedores ofrecer contratos de distinto tipo, tanto fijos como dinámicos.
 - Fomentar la energía compartida entre consumidores (consumo colectivo de electricidad autogenerada o almacenada inyectada en la red por más de un cliente activo que actúe conjuntamente), sobre todo para consumidores domésticos, PYMES y sector público.
 - Las autoridades reguladoras deben asegurar que los proveedores implementen estrategias de cobertura adecuadas para limitar el riesgo de sus contratos con los consumidores, a la vez que mantienen liquidez y se mueven según las señales de precio a corto plazo del mercado. Relacionado con este punto, los estados deben ser capaces de solicitar a los proveedores que una parte de su exposición quede cubierta por medio de contratos PPA con electricidad producida por RES.
 - Designar un proveedor de último recurso al menos para los clientes domésticos con una continuidad de servicio de al menos 6 meses. Además, proteger a los clientes vulnerables frente a las desconexiones.
2. Influencia extrema de los precios de los combustibles fósiles en los precios de la electricidad
 - Aumentar la liquidez del mercado intra-diario acercando la hora de cierre de las ofertas a la hora de entrega para integrar más la flexibilidad y las renovables en el mercado y maximizar sus oportunidades de intercambiar excedentes y escasez, ya que cuanto más se acerquen las operaciones a la hora de entrega, con mayor precisión podrán estimar su producción los generadores renovables.
 - Reducir el volumen mínimo de las ofertas en los mercados de electricidad a corto plazo para permitir la participación en el mercado de la flexibilidad a pequeña escala y las energías renovables.
 - Permitir a los GRT adquirir productos de reducción de picos que cumplan condiciones como las siguientes: se limitará a la respuesta de la demanda (es decir, reducir y desplazar el consumo), su activación no reducirá la capacidad interzonal y tendrá lugar después del cierre del mercado intra-diario y antes del inicio del mercado de ajustes (para no solaparse con la activación de los productos de ajuste), la reducción real resultante de la activación de estos productos se medirá con respecto a

¹⁵ El concepto de energía (renovable) compartida se refiere al caso en el que por ejemplo un usuario instala paneles fotovoltaicos en su casa, el excedente de energía puede ser compartido mediante un contrato con usuarios consumidores cercanos, para acelerar la respuesta y evitar las pérdidas (por circulación de la electricidad en la red) lo máximo posible.

una base de referencia que indique el consumo de electricidad previsto sin esta activación (para verificar efectivamente los volúmenes de reducción de la demanda activada).

- Mejorar la fragmentación del mercado y la baja liquidez mediante la implantación de centros virtuales con precios de referencia que cubran diferentes zonas de oferta asegurando una correcta correlación de precios entre el precio de referencia y los precios de las zonas de oferta. Este precio de referencia debería ser utilizado por los operadores del mercado para ofrecer productos de cobertura a plazo, pero no funcionarían como mercados donde ejecutar operaciones (es decir para aportar visibilidad y referencia de los precios, no para fijarlos).
- Se ampliarán las funciones de la plataforma única de asignación. Deberá: ofrecer derechos de transmisión a largo plazo entre cada zona de oferta y nudo virtual y, cuando la zona de oferta no forme parte de un centro virtual, emitir derechos financieros de transmisión a un centro virtual o a otras zonas de oferta que formen parte de la misma región de cálculo de capacidad, asignar capacidad interzonal a largo plazo de forma regular, ofrecer la negociación de los derechos financieros de transmisión con vencimientos frecuentes de hasta 3 años como mínimo.
- Cuando no haya suficientes oportunidades de cobertura accesibles para los participantes en el mercado, los operadores del mercado podrán desarrollar productos de cobertura a plazo, incluidos los de largo plazo; estos productos de cobertura no se limitarían a operaciones dentro del mismo Estado o zona de oferta (podrían aplicarse medidas adicionales en las bolsas de electricidad o por parte de los GRT para aumentar la liquidez en el mercado a plazo).
- A la hora de asignar los ingresos por congestión de la red, las centrales de generación offshore¹⁶ tendrán ahora prioridad cuando su acceso a los mercados interconectados se haya visto reducido al no poder exportar su capacidad de generación eléctrica.

3. Para la distorsión de las inversiones a largo plazo.

Incentivar los contratos a largo plazo destinados a fomentar futuras inversiones en energías renovables y bajas en carbono. Estos se dividirán en PPA impulsados por los inversores privados y CfD previstos para ser regulados por las entidades públicas.

- Respecto a los PPAs, los principales ejes en los que se centra la propuesta serían: mejorar el acceso a este tipo de contratos proporcionando a los clientes herramientas que los protejan frente al riesgo financiero asociado a los pagos “off-taker”¹⁷ de este tipo de contratos, principalmente a los pequeños clientes sin problemas financieros y que encuentran barreras a la hora de entrar en estos contratos (por falta de liquidez, de un aval suficiente...)

Además, para estar en sincronía con los objetivos verdes de 2030 y 2050 a la vez que se incentivan este tipo de contratos, la propuesta defiende que se debe dar prioridad a los proyectos de generación renovable que reserven una parte de su suministro eléctrico a la venta a través de contratos PPA a clientes que se enfrentan a barreras de entrada.

- Los mecanismos públicos de apoyo directo a las nuevas inversiones en generación generalmente tienen la forma de primas de mercado. La publicación propone que adopten ahora, para los casos de la energía eólica, solar, geotérmica, hidroeléctrica sin embalse y nuclear, la forma de contratos por diferencias entre las productoras y los gobiernos. Estas nuevas inversiones incluirían las inversiones en nuevas instalaciones de generación de energía, la repotenciación de las existentes, su ampliación o la prolongación de su vida útil.

Estos contratos se diseñarán de forma que los ingresos de un excedente se distribuyan entre los consumidores finales en función de su cuota de consumo y garantizando que no se solapen con los incentivos de reducción del consumo.

¹⁶ Offshore: Alta mar.

¹⁷ Los contratos de compraventa de energía, PPA son contratos concebidos (al menos inicialmente) a largo plazo. El riesgo “off-taker” de un contrato a largo plazo se refiere al riesgo típico para las partes en cada extremo de ese contrato. Por un lado, el riesgo en que incurre el proveedor del producto de que el comprador no disponga de la liquidez necesaria a largo plazo (fiabilidad del proyecto) y por otro lado, el riesgo en que incurre el comprador al dar un pago inicial sustentado porque el proveedor podrá seguir proveyendo en el largo plazo.

Esta medida es una de las que ha excitado mayor controversia entre los estados miembros debido a: i) La inclusión de las nucleares entre las fuentes inicialmente propuestas a entrar en estos contratos, ii) La redistribución del excedente positivo procedente de estos contratos entre los consumidores finales puede provocar que los estados con menos liquidez económica no puedan soportar el excedente negativo resultante cuando los precios de la electricidad sean bajos y deban remunerar a las generadoras.

4. Para la falta de flexibilidad de origen no fósil:

- En los países en los que aún no existan suficientes sistemas de medición inteligente, permitir a los GRT y a los GRD utilizar los datos procedentes de dispositivos de medición específicos para la visualización y liquidación de los servicios de respuesta a la demanda y de flexibilidad, a fin de facilitar la integración de los consumidores en el mercado.
- Los Estados que dispongan de un mecanismo de capacidad introducirán características adicionales para impulsar la participación de la flexibilidad no fósil. Si estas características son insuficientes o si no existe un mecanismo de capacidad, podrá añadirse un sistema de apoyo a la flexibilidad consistente en pagos por la capacidad disponible de flexibilidad no fósil.

Estos sistemas de apoyo deberán: no implicar nueva generación de combustibles fósiles detrás del punto de medición, establecer niveles mínimos de participación en términos de energía activada y estar abiertos a la participación transfronteriza.

Adicionalmente, en la propuesta de reforma del mercado del 14 de marzo también se incluye un documento dedicado a aumentar la protección del mercado energético en contra de abusos del mismo. En este texto, principalmente se busca aumentar los roles de la ACER en materia de control y supervisión del mercado, los principales puntos añadidos han sido:

1. Inserción y consecuente supervisión de las PIP, Plataformas de Información Privilegiadas, encargadas de recibir la información relativa a los participantes del mercado y hacer de público acceso la información requerida de manera rápida y eficaz.
2. Aumento de las medidas de supervisión y sistemas y controles de riesgo sobre los participantes que se dediquen a la negociación algorítmica. Implementación de umbrales y límites específicos y obligación de los participantes de este tipo de modelos de negocio a notificar a las autoridades reguladoras nacionales. La agencia también impedirá la negociación basada en la utilización de información privilegiada y la manipulación del mercado.
3. Elaboración y publicación una estimación diaria del precio y otros datos del mercado del GNL, para ello los participantes en el mercado que se dediquen a este recurso proporcionarán la información pertinente a esta compañía (capacidad y utilización de instalaciones de producción, de almacenamiento, indisponibilidades programadas...)
4. Inserción de reglas para el ejercicio como Mecanismos de Notificación Registrados (MNR), personas jurídicas registradas para proveer el servicio de notificar a la agencia en nombre de los participantes del mercado los detalles relacionados con sus operaciones. La agencia establecerá además un registro de todos los MNR de la unión.
5. Inserción de inspecciones in situ por parte de la agencia en estrecha cooperación con las autoridades competentes de cada estado, incluso si estas son sin previo aviso al participante objeto de la investigación, a fin de cumplir sus roles de monitoreo y protección del mercado.
6. La agencia formulará directrices y recomendaciones dirigidas las autoridades reguladoras nacionales o a todos los participantes del mercado, y realizará consultas públicas sobre estas a fin de establecer una práctica efectiva de su rol como supervisor y protector del mercado en contra del abuso de este.

5 CONCLUSIÓN

En este Trabajo de Fin de Máster se ha recorrido la histórica completa del mercado eléctrico europeo, desde sus inicios con los mix energéticos basados en la energía hidráulica y la generación térmica con lignito y una organización en empresas privadas verticales (generación, transporte y distribución), pasando por la entrada del petróleo, la energía nuclear y las renovables y división vertical de las compañías del sector eléctrico en generación, transporte y distribución, hasta llegar finalmente al mercado actual liberalizado, marginal y con un marco unificado europeo y su constante evolución promovida en la actualidad y desde hace más de una década por la transición energética.

La historia en la actualidad se muestra convulsa, puesto que los cambios hasta ahora se habían dado por la evolución natural hacia una competencia justa, la generación más barata posible y la necesidad de suministro, proporcionando unas señales de mercado lógicas, sin embargo, ahora hay que sumar las obligaciones regulatorias debidas a la transición con respecto a las renovables y a las emisiones de carbono que desvirtúan estas señales de mercado:

- Por un lado, debemos descarbonizar nuestro mix energético, fomentando la transición de las empresas del sector hacia este esquema.
- Por otro lado, debemos mantener la competencia energética de la UE en el mundo, debemos mantener la seguridad de suministro, y fomentar unas señales de mercado correctas.

En este contexto, parece clave encontrar lo antes posible los cambios, tecnologías, esquemas, etc. que tomarán un papel fundamental en el correcto desarrollo del mercado. Sin embargo, estas cuestiones no son triviales puesto que en la situación actual nos encontramos numerosas complicaciones:

- Un panorama político complicado, muy cambiante y sobre todo muy polarizado con partidos muy a bordo de la agenda 2030 y otros con programas en su contra, que se ve agravado por otras cuestiones geopolíticas internacionales también de vital importancia como son: la migración masiva y la posición de la UE en el mundo.
- Las cadenas de suministro de los minerales críticos (aquellos escasos y de vital importancia económica) y los posibles monopolios de los mismos por parte de países con los que se tiene una determinada relación comercial positiva o negativa.
- Tensiones geopolíticas complejas con conflictos graves como lo han sido el de Israel y Gaza, y el de Rusia y Ucrania, además de otros con menos connotaciones bélicas, como puede ser el de China y Taiwán, que en ocasiones pueden desencadenar fuertes impactos en los mercados energéticos mundiales.
- Tecnologías en evolución constante, pero con necesidad de gran cantidad de inversiones para hacerlas rentables o viables en proyectos de escala (e.g. los electrolizadores de hidrógeno y baterías).
- Una gran incertidumbre futura que ralentiza el desarrollo de marcos legales positivos para la transición, causando cierto bloqueo en la inversión en distintos sectores.

Como conclusión, Europa está avanzando hacia la transición energética, pero se está encontrando con muchos inconvenientes.

La UE debe solventar con principal prioridad la toma de decisiones interna, se debe agilizar bien por medio de la actuación de la UE como una unidad, menos individualista en la que se valoren todas las propuestas de forma objetiva, sopesando de manera correcta los intereses nacionales y los internacionales (un ejemplo claro de esto es cada vez que aparece en discusiones el tema de la energía nuclear), o por medio de la agilización del desarrollo de marcos legales generales que permitan a los países avanzar de forma individual. Esta problemática se puede ver en casos como por ejemplo el desarrollo de paneles solares, donde la UE se está quedando a la cola productiva, China está a la cabeza y los Estados Unidos ha limitado la importación para fomentar su comercialización de manera interna.

Además, la UE también debe sopesar correctamente todas las alternativas de manera objetiva y responsable, sin

demonizar ciertas tecnologías que pueden ser importantes para el periodo en el que nos encontramos, ni idealizar como solución única todos los nuevos mesías tecnológicos que surjan en el mercado, si bien, su integración es clave, su potencial en ocasiones es el de complemento del sistema y no el de base del mismo, ergo no deben bloquear la vista del resto de alternativas.

Por último, es importante que la UE se prepare para un cambio estructural, si bien, en estos últimos años y con la actual reforma del mercado se ha considerado no pertinente, en algún momento del futuro esto no seguirá siendo una opción. El mercado marginalista tal y como se conoce hoy y con el rumbo que se plantea no es sostenible, ya que apoya una remuneración por medio de precios marginales por coste operativo y por medio de subsidios.

Se debe encontrar otro sistema de remuneración que aporte las señales correctas y que en un futuro no tienda a los precios igual a cero, o se volverá a un modelo de negocio similar al que hubo en algunos periodos del siglo XX, con la generación eléctrica siendo un negocio regulado por los estados y con precios fijados.

En caso de que una alternativa como la última planteada fuera implementada, hay que tener gran precaución a la hora de llevarla a cabo, puesto que países en los que hay algún modelo similar como es el caso de Francia con EDF, donde la empresa tiene una participación mayoritaria del estado, en algunas ocasiones, la compañía ejerce control sobre el mercado (monopolio) y en otras, las acciones de la compañía contradicen las señales del mercado debido al control del estado. Un ejemplo de lo primero son los precios de la capacidad en Francia completamente marcados por la estrategia “regulada” de EDF, y un ejemplo de lo segundo fue un aumento de salario general en EDF durante 2022, año señalado por sus grandes pérdidas y el aumento de su deuda a niveles récord.

Sólo queda esperar y ver en qué se convierte la actual propuesta de reforma del mercado para la que, al menos, conocemos las ideas y esquemas principales, y más interesante incluso, en qué se convertirá el mercado eléctrico y energético europeo y mundial en un futuro todavía más lejano, tras el horizonte 2050, para lo que no hay todavía unas pautas ni un camino establecidos.

REFERENCIAS

- [1] “ACTUALIZACIÓN DE INDICADORES DE LA ESTRATEGIA NACIONAL CONTRA LA POBREZA ENERGÉTICA Diciembre de 2022.”
- [2] “PNIEC2023-2030 Borrador”.
- [3] “PNIEC-Draft-2023”.
- [4] “ger_draft_necp_eng”.
- [5] “Update of the PNIEC Draft.”
- [6] “FRANCE - DRAFT UPDATED NECP 2021-2030_EN”.
- [7] Consejo de la UE, “El Consejo y el Parlamento alcanzan un acuerdo provisional en relación con la Directiva sobre fuentes de energía renovables.”
- [8] Comisión Europea, “Un conjunto de medidas de actuación y apoyo para hacer frente al aumento de los precios de la energía .” Oct. 13, 2021. Accessed: Jun. 25, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0660>
- [9] Sara García García, “Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y Del Consejo de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima,” <https://www.actualidadjuridicaambiental.com/legislacion-al-dia-union-europea-politica-energetica-clima/>. Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: <https://www.actualidadjuridicaambiental.com/legislacion-al-dia-union-europea-politica-energetica-clima/>
- [10] MITECO, “Notas metodologías de los indicadores,” https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/servicios/informacion/pae2021_apendice1_tcm30-548169.pdf.
- [11] Vlog de Luzia, “Índice 0. INTRODUCCIÓN,” 2021. Accessed: Jul. 11, 2023. [Online]. Available: https://www.idae.es/sites/default/files/pniec_en_luzi.pdf
- [12] Invertia, “España supera objetivos para 2020,” https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20210415/espana-supera-objetivos-europeos-renovables-mix/573943109_0.html. Accessed: Jul. 10, 2023. [Online]. Available: https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20210415/espana-supera-objetivos-europeos-renovables-mix/573943109_0.html
- [13] “Energy Policy Review,” 2021. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [14] I. Energy Agency, “Germany 2020 - Energy Policy Review.” [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [15] I. - International Energy Agency, “Energy Policy Review Italy 2023.” [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [16] “Energy Policy Review Spain 2021.” [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [17] I. Energy Agency, “Secure Sustainable Together Energy Policies of IEA Countries.” [Online]. Available: <http://www.iea.org/t&c/>
- [18] Ferrovial, “Protocolo de Kyoto,” <https://www.ferrovial.com/es/recursos/protocolo-de-kioto/#:~:text=En%202015%20se%20celebr%C3%B3%20la,2050%20se%20limiten%20a%20cero>. Accessed: Jul. 01, 2023. [Online]. Available: <https://www.ferrovial.com/es/recursos/protocolo-de-kioto/#:~:text=En%202015%20se%20celebr%C3%B3%20la,2050%20se%20limiten%20a%20cero>.
- [19] Consejo de la Unión Europea, “Clean Energy,” <https://www.consilium.europa.eu/es/policias/clean-energy/>. Accessed: Jul. 01, 2023. [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/es/policias/clean-energy/>

- [20] Consejo de la Unión Europea, “PNEC,” <https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/national-energy-and-climate-plans/>. Accessed: Jul. 01, 2023. [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/national-energy-and-climate-plans/>
- [21] Comisión Europea, “REGLAMENTO (UE) 2018/1999 sobre la gobernanza de la unión de la energía y acción por el clima,” <https://www.boe.es/doue/2018/328/L00001-00077.pdf>. Accessed: Jul. 01, 2023. [Online]. Available: <https://www.boe.es/doue/2018/328/L00001-00077.pdf>
- [22] comisión europea, “Directiva de eficiencia energética ,” <https://www.boe.es/doue/2012/315/L00001-00056.pdf>. Accessed: Jul. 01, 2023. [Online]. Available: <https://www.boe.es/doue/2012/315/L00001-00056.pdf>
- [23] Comisión Europea, “Directiva de eficiencia energética ,” <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32006L0032>. Accessed: Jul. 01, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32006L0032>
- [24] European Council, “Fit for 55,” <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>. Accessed: Jul. 01, 2023. [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>
- [25] Comisión Europea, “RED II,” <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>. Accessed: Jul. 01, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>
- [26] Comisión Europea, “RED I,” <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028>. Accessed: Jul. 01, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028>
- [27] Comisión Europea, “Directiva Energías Renovables,” <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32001L0077>. Accessed: Jul. 01, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32001L0077>
- [28] Comisión Europea, “Directiva de electricidad,” <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:31996L0092>. Accessed: Jul. 01, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:31996L0092>
- [29] “REPowerEU.” Accessed: Jun. 18, 2023. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en#documents
- [30] C. De and L. A. Comisión, “COMISIÓN EUROPEA.”
- [31] “ES.” [Online]. Available: <https://www.vaasaett.com/>
- [32] “European Commission-Statement State aid: Commission adopts Temporary Crisis Framework to support the economy in context of Russia’s invasion of Ukraine.”
- [33] Haya Energy Solutions, “Subida de precios de la energía: medidas nacionales para proteger a los consumidores finales europeos.” Accessed: Jun. 18, 2023. [Online]. Available: <https://hayaenergy.com/es/subida-de-precios-de-la-energia-medidas-nacionales-para-protger-a-los-consumidores-finales-europeos/>
- [34] Antonio Haya and Manuel Domínguez León, “Singularidad Ibérica... Parte 2.” Accessed: Jun. 18, 2023. [Online]. Available: <https://hayaenergy.com/es/la-singularidad-iberica-parte-2/>
- [35] Manuel Domínguez León and Natalia Bellido Medic, “THE TIMES THEY ARE A-CHANGIN’ – Singularidad Ibérica.” Accessed: Jun. 18, 2023. [Online]. Available: <https://hayaenergy.com/es/the-times-they-are-a-changin-singularida-iberica/>
- [36] Michaela Sternhagen, “REPowerEU: ¿están el coste ‘verde’ y el económico en juego?” Accessed: Jun. 18, 2023. [Online]. Available: <https://hayaenergy.com/es/repowereu-estan-el-coste-verde-y-el-economico-en-juego/>
- [37] Paloma Hepburn Jiménez, “Reforma del mercado eléctrico: propuesta de España.” Accessed: Jun. 18, 2023. [Online]. Available: <https://hayaenergy.com/es/reforma-mercado-electrico-propuesta-espana/>

- [38] Céline Haya Sauvage, “Reforma del mercado eléctrico (Parte 2): los liberales contraatacan,” <https://hayaenergy.com/es/reforma-mercado-electrico-europeo-los-liberales-contraatacan/>. Accessed: Jun. 18, 2023. [Online]. Available: <https://hayaenergy.com/es/reforma-mercado-electrico-europeo-los-liberales-contraatacan/>
- [39] Guillermo Llanos Macías, “Reforma del mercado eléctrico (Parte 3): propuesta de la Comisión – El bando liberal se apunta el primer tanto.” Accessed: May 18, 2023. [Online]. Available: <https://hayaenergy.com/es/reforma-del-mercado-electrico-propuesta-comision/>
- [40] C. De and L. A. Comisión, “COMISIÓN EUROPEA.”
- [41] “COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES REPowerEU: Acción conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible.”
- [42] “European Commission-Press release Electricity Market Design: Commission launches consultation on reform to support a clean and affordable energy transition.”
- [43] “COM_2023_148_1_EN_ACT_part1_v6”.
- [44] “ES EXPOSICIÓN DE MOTIVOS 1. CONTEXTO DE LA PROPUESTA • Razones y objetivos de la propuesta 1.1. Contexto.”
- [45] “European Commission-Press release.”