



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

OPERACIÓN DEL SISTEMAS ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL EN 2040

Autor: Manuel Buitrón Prats
Directores: Andrés Ramos Galán
Rafael Espejo González

Madrid
Noviembre 2018

DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Manuel Buitrón Prats

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad **intelectual** de la obra: “Operación del sistema eléctrico peninsular español en 2040”, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por

daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.


6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 30 de septiembre de 2018

ACEPTA

Fdo.....

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL EN 2040

Autor: Buitrón Prats, Manuel.

Directores: Ramos Galán, Andrés. y Espejo González, Rafael.

Entidad Colaboradora: IIT - Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Introducción y metodología

La motivación de este Trabajo de Fin de Máster es analizar el impacto de ciertos factores sobre la operación del sistema peninsular español en 2040. Estos factores son los siguientes: el precio de las emisiones de CO₂, el coste de los combustibles de los generadores térmicos y la potencia instalada tanto térmica como renovable.

Para lograr este objetivo se ha realizado un análisis de sensibilidad del hueco térmico, usando el modelo TEPEDES desarrollado por el IIT (Instituto de Investigación Tecnológica de la universidad Pontificia Comillas). La realización de este análisis consta de varios pasos.

El primer paso ha sido ha sido construir un caso base basado en los datos de 2017. La demanda y la generación de las energías renovables se han obtenido de ESIOS y se ha simulado el despacho anual de 2017 obteniendo los resultados del Caso Base. A partir de este caso de estudio se han creado los casos de estudio modificando los factores mencionados anteriormente. En la siguiente tabla se muestra de manera comparativa el hueco térmico obtenido a partir de la simulación y el real en el año 2017.

Tecnología	Generación real (GWh)	Generación simulada (GWh)
Nuclear	55.609	54.652
Gas Natural	33.855	34.876
Carbón	42.593	44.074

Tabla 1 Comparación del hueco térmico de 2017 simulado con el real

Si se comparan los valores obtenidos a partir de la simulación del Caso Base con los reales, se observa que son muy similares. La diferencia para ninguna de las tres tecnologías alcanza el 4%.

Una vez construido el Caso Base se han construido los 3 casos del estudio. Estos se han basado en los 3 escenarios que propone ENTSO-E para 2040:

El Caso 1 se ha basado en el escenario Global Climate Action. Este escenario se pretende lograr una descarbonización lo más rápida posible. Para lograrlo, además de un elevado precio de las emisiones de CO₂, se apuesta por grandes parques eólicos y solares.

El Caso 2 está basado en el escenario Sustainable Transition. En este escenario la descarbonización es más lenta que en el Caso 1. Se espera que la producción de bio-metano crezca de manera considerable y la producción eléctrica a partir del biogás aumente también.

El Caso 3 se fundamenta en el escenario Distributed Generation. Este escenario plantea una situación en la que la generación de electricidad a pequeña escala tiene un coste asequible, lo que promueve pasar a ser prosumer en vez de solo “consumidor”.

Los datos numéricos también se han obtenido de ENTSO-E. En todos los casos aumenta la potencia renovable instalada, en mayor o menor medida según el escenario. Todos los escenarios consideran una desaparición total de la producción de energía eléctrica a partir del carbón y una reducción de parque nuclear a la mitad del actual.

El precio de las emisiones también se incrementa en todos los casos, al igual que la demanda. Sin embargo no ocurre lo mismo con el precio del combustible que aumenta o disminuye según el escenario.

Además de los 3 casos de estudio, también se ha simulado una variante de cada uno de estos casos. En esta, se ha mantenido la potencia instalada del Caso Base. Con esta simulación se ha pretendido comprobar si la tecnología del carbón seguiría siendo rentable (considerando la variación del precio del carbón y el incremento en el coste de las emisiones de CO₂) y el cambio que produciría en el mix eléctrico en 2040 si se mantuviese la operación de las centrales nucleares actuales hasta dicha fecha.

Resultados

El cambio en la potencia instalada se ve reflejado en el mix eléctrico. La tecnología nuclear pasa a producir aproximadamente la mitad, la producción de carbón desaparece y la producción de gas natural aumenta debido a que es la única fuente de generación térmica disponible para cubrir la brecha producida por la disminución de la producción de las otras tecnologías térmicas. La producción de las energías renovables aumenta en gran medida, que pasan a satisfacer más de la mitad de la demanda. En la siguiente imagen se puede apreciar cómo quedaría el mix eléctrico en los distintos casos de estudio.

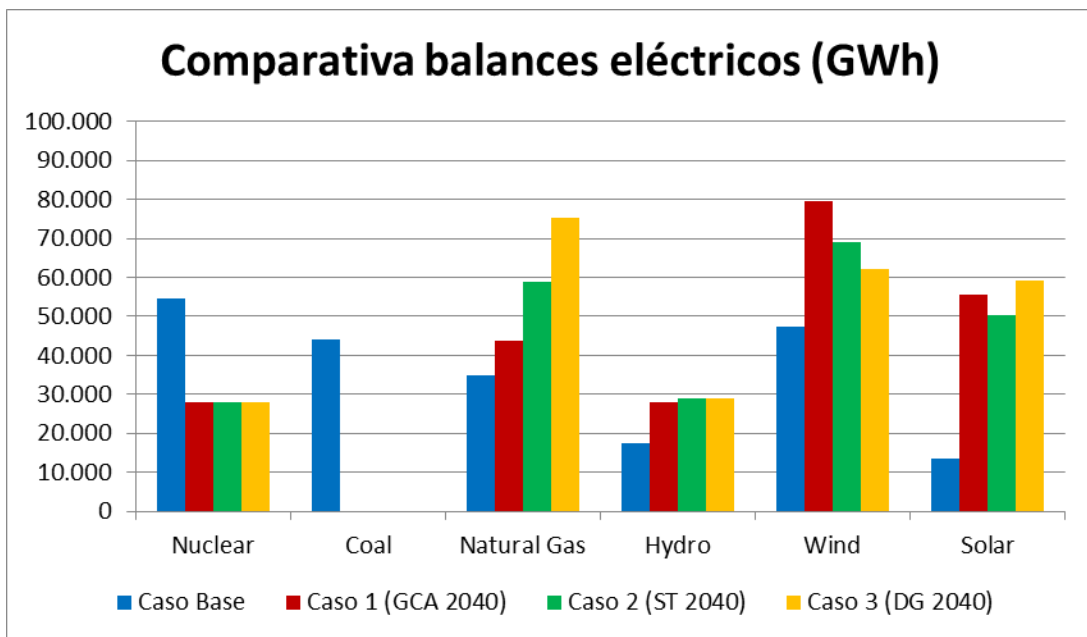


Figura 1 Comparativa del balance eléctrico de los casos de estudio (Fuente: elaboración propia)

En todos los casos se reducen considerablemente las emisiones de CO₂. Llegando a una reducción del 69 % en el caso más favorable.

Se ha observado que como consecuencia del gran aumento de potencia de energías renovables instalada, el vertido resultante en la simulación es elevado.

Conclusiones

En los 3 casos de estudio considerados y en sus respectivas variantes, el mix eléctrico presenta un gran cambio. La producción de las tecnologías solar y eólica aumentan de manera considerable. Sin embargo este es menor de lo que cabría esperar. Esto se debe que en las horas en las que se suman producciones solar y eólica considerables el vertido es elevado. En las simulaciones llevadas a cabo no se

ha considerado el almacenamiento de energía, pero teniendo en cuenta que durante las horas con luz solar es habitual el vertido renovable, sería razonable considerar que para 2040 exista una capacidad de almacenamiento de energía a tener en cuenta. Esto permitiría un mercado de compra-venta de energía que también ayudaría a reducir las emisiones de CO₂. La producción de electricidad a partir del gas natural no sería la primera opción a la hora de ajustar la producción a la demanda.

PENINSULAR SPANISH ELECTRIC SYSTEM OPERATION IN 2040

Author: Buitrón Prats, Manuel.

Directors: Ramos Galán, Andrés. y Espejo González, Rafael.

Collaborating Entity: IIT - Universidad Pontificia Comillas.

PROJECT SUMMARY

Introduction and methodology

The motivation of this Master's Thesis is to analyze the impact of certain factors on the operation of the Spanish peninsular electric system in 2040. These factors are the following: the price of CO2 emissions, the cost of fuels of thermal generators and Installed power, both thermal and renewable.

In order to achieve this goal, a sensitivity analysis of the thermal generation was carried out using TEPES model. This model has been developed by the IIT (Technological Research Institute of the Universidad Pontificia Comillas). This analysis consists of several steps.

The first step was to build a base case based on data from 2017. The demand and generation of renewable energy has been obtained from ESIOS (System Operator Information System) and the annual dispatch of 2017 has been simulated obtaining the results of the Base Case. The case studies have been created based on the Base Case, modifying the factors mentioned above. The following table compares the thermal gap obtained from the simulation with the real thermal generation in 2017.

Tecnología	Real Generation (GWh)	Generación simulada (GWh)
Nuclear	55.609	54.652
Gas Natural	33.855	34.876
Carbón	42.593	44.074

Table 1 Comparison of the simulated thermal generation with the real thermal generation of 2017

If we compare the results obtained from the simulation of the Base Case with the real values, we observe that they are very similar. The difference for none of the three technologies reaches 4%.

Case 1 is based on the Global Climate Action scenario. This scenario is intended to achieve decarbonization as quickly as possible. In order to achieve this, in addition to a high CO₂ emissions price, large wind and solar farms would be built.

Case 2 is based on the Sustainable Transition scenario. In this scenario, decarbonization is slower than in Case 1. It is expected that the production of biogas would grow considerably so the electricity production from biogas would increase as well.

Case 3 is based on the Distributed Generation scenario. This scenario raises a situation in which the small-scale power generation system costs are affordable. That promotes becoming prosumer instead of just "consumer".

Numerical data has also been obtained from ENTSO-E. In all case studies installed renewable power increases depending on the scenario. All the scenarios consider a total disappearance of coal power generation and a reduction of the nuclear park to half of the current one.

The price of emissions also increases in all cases, as well as the demand. However, that does not apply to the price of fuel, which increases or decreases according to the scenario.

In addition to the 3 case studies, a variant of each of these cases has also been simulated. This variant maintains the installed power of the Base Case. The aim of this simulation was to test out whether coal generation would continue to be profitable (considering the variation in the price of coal and the increase in the cost of CO₂ emissions) and the change it would produce in the generation mix in 2040 if the operation of current nuclear power plants were maintained until that date.

Results

The power change is reflected in the generation mix. Nuclear technology produces approximately half, coal production disappears and natural gas production increases because, it is the only source of thermal generation available to cover the resulting gap produced by the decrease of other thermal technologies power. The

production of renewable energy increases greatly, which covers more than half of the demand. The following image shows how the generation mix would look in the different case studies.

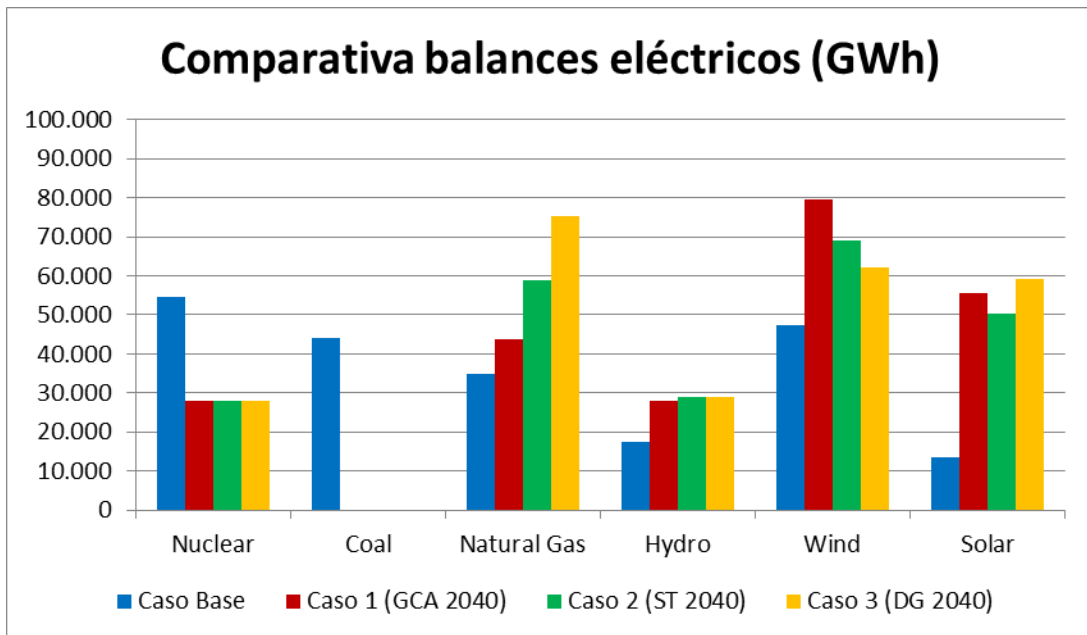


Figure 1 Comparison of the generation mix of the case studies (Source: own elaboration)

In all cases, CO₂ emissions are considerably reduced. A reduction of 69% is achieved in the most favorable case.

It has been observed that as a consequence of the large increase of renewable power, the resulting renewable energy spill in the simulation is high.

Conclusions

In the 3 case studies considered and in their respective variants, the generation mix presents a important change. The production of solar and wind technologies increases considerably. However, this is less than might be expected. This is due to the fact that in the daylight hours in which there are considerable solar and wind productions, the renewable energy spill is high.

In the simulations carried out, energy storage has not been considered, but bearing in mind that during sunlight hours renewable spillage is common, it would be reasonable to consider for 2040 an important energy storage capacity. This would create a market for the purchase and sale energy. This would also influence the reduction of CO₂ emissions because the production of electricity from natural gas would not be the first option when adjusting production to demand.

Índice General

1.	Introducción.....	7
2.	Caso base	17
3.	Construcción de casos y análisis	31
4.	Conclusiones	59
5.	Bibliografía	63

Índice de la Memoria

1.	Introducción	7
1.1.	Motivación y objetivos.....	8
1.2.	Metodología.....	10
1.2.1	Escenarios	11
1.2.2	Simulación y modelo TEPES	13
2.	Caso base	17
2.1.	Introducción.....	18
2.2.	Caso base	19
2.2.1	Datos reales 2017	19
2.2.2	Centrales térmicas	22
2.3.	Validación.....	25
2.3.1	Discrepancias y soluciones.....	25
2.3.2	Resultados.....	28
3.	Construcción de casos y análisis.....	31
3.1.	Introducción.....	32
3.2.	<i>TYNDP 2018 Scenario Report</i>	32
3.2.1	Comparativa de tendencias	32
3.3.	Casos de estudio	36
3.3.1	Casos	36
3.3.2	Demanda	38
3.3.3	Energías renovables	39

3.3.4	Centrales térmicas.....	40
3.4.	Análisis y resultados	44
3.4.1	Caso 1 (Global Climate Action 2040).....	45
3.4.2	Caso 2 (Sustainable Transition 2040).....	48
3.4.3	Caso 3 (Distributed Generation 2040)	51
3.4.4	Comparativa	54
4.	Conclusiones	59
5.	Bibliografía	63

Índice de la Figuras y Tablas

Figuras

Figura 1.1 Posible reducción del 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero (Fuente: Comisión Europea [1]).....	10
Figura 2.1 Ejemplo demanda real y programada (Fuente: REE [14])	19
Figura 2.2 Demanda mensual (GWh) (Fuente: ESIOS [15])	20
Figura 2.3 Generación mensual de las tecnologías renovables (Fuente: ESIOS [16], [17], [18] y [19])	21
Figura 2.4 Evolución de los precios de CO2 a lo largo de 2017 (Fuente: senco2 [30])	24
Figura 2.5 Balance eléctrico anual peninsular simulado (Fuente: elaboración propia)	28
Figura 2.6 Curva agregada de generación 2017 simulada (Fuente: elaboración propia)	29
Figura 3.1 TYNDP 2018 scenarios for 2030 and 2040 (Fuente: ENTSO-e & ENTSO-g, 2018).....	33
Figura 3.2 Balance eléctrico anual peninsular del Caso 1 (Fuente: elaboración propia)	46
Figura 3.3 Curva agregada de generación del Caso 1 (Fuente: elaboración propia)	47
Figura 3.4 Vertido horario de origen renovable del Caso 1 (Fuente: elaboración propia)	47
Figura 3.5 Balance eléctrico anual peninsular del Caso 2 (Fuente: elaboración propia)	49
Figura 3.6 Curva agregada de generación del Caso 2 (Fuente: elaboración propia)	50
Figura 3.7 Vertido horario de origen renovable del Caso 2 (Fuente: elaboración propia)	50

Figura 3.8 Balance eléctrico anual peninsular del Caso 3 (Fuente: elaboración propia).....	52
Figura 3.9 Curva agregada de generación del Caso 3 (Fuente: elaboración propia)	53
Figura 3.10 Vertido horario de origen renovable del Caso 3 (Fuente: elaboración propia).....	53
Figura 3.11 Comparativa de los casos de estudio sin considerar los cambios en la potencia instalada de las tecnologías térmicas (Fuente: elaboración propia).....	55
Figura 3.12 Comparativa del balance eléctrico de los casos de estudio (Fuente: elaboración propia).....	56
Figura 3.13 Comparativa del vertido renovable de los casos de estudio (Fuente: elaboración propia).....	57

Tablas

Tabla 1.1 Reactores nucleares españolas y sus fechas de renovación de la autorización actual concedida por 10 años (Fuente: Comisión de expertos de Transición energética [5])	9
Tabla 2.1 Producción anual de las tecnologías renovables y fracción del consumo total (Fuente: ESIOS [15], [16], [17], [18] y [19])	22
Tabla 2.2 Potencia instalada en la península (MW) (Fuente: REE [3])	23
Tabla 2.3 Mínimo punto de operación y emisiones de CO ₂ por tecnología (Fuente: elaboración propia).....	24
Tabla 2.4 Balance eléctrico anual peninsular (Fuente: REE [20][31]).....	26
Tabla 2.5 Comparación de la generación de carbón simulada con la real (Fuente: ESIOS [23] y elaboración propia)	27
Tabla 2.6 Comparación de la generación eléctrica de 2017 simulada con la real (Fuente: REE [3] y elaboración propia)	29
Tabla 3.1 Comparativa de “TYNDP 2018 escenarios” (Fuente: elaboración propia basado en [3])	35

Tabla 3.2 Tasa de crecimiento de la demanda del caso base a 2040 (Fuente: elaboración propia)	38
Tabla 3.3 Potencia instalada de energías renovables (MW) en cada caso e incremento (%) con respecto a la potencia instalada en el caso base (Fuente: REE y ENTSO-e [22] y [4][34]).....	40
Tabla 3.4 Estimación de precios de emisiones de CO2 por año y caso (Fuente: ENTSO-e).....	41
Tabla 3.5 Previsión de las capacidades de generación por tecnología y escenario (Fuente: ENTSO-e [22] y [4]).....	42
Tabla 3.6 Previsión de la variación de los precios de los combustibles de los generadores térmicos (Fuente: elaboración propia con datos basados en ETNSO-e)	43
Tabla 3.7 Tabla resumen del Caso 1 (Fuente: elaboración propia).....	45
Tabla 3.8 Tabla resumen del Caso 2 (Fuente: elaboración propia).....	48
Tabla 3.9 Tabla resumen del caso 3 (Fuente: elaboración propia)	51
Tabla 3.10 Emisiones de CO2 según el caso de estudio (Fuente: elaboración propia)	58

1. Introducción

1.1. Motivación y objetivos

El principal objetivo de este Trabajo de Fin de Máster es cuantificar el impacto en la operación del sistema eléctrico peninsular español en el futuro a largo plazo de una serie de factores. El precio de las emisiones de CO₂, el coste de los combustibles, la potencia instalada, la generación por parte de las energías renovables son algunos de estos y la demanda. Para ello se analiza la influencia en la variación del hueco térmico y las emisiones de CO₂.

Pero ¿por qué analizar la mix eléctrico si esta ya se es capaz de suministrar la demanda sin problema? La Comisión Europea pretende lograr una descarbonización para 2050, según *Una economía baja en carbono para 2050* [1], se pretende que para entonces la UE (Unión Europea) haya reducido en un 80% la emisión de gases de efecto invernadero, con respecto a los niveles de 1990. El objetivo es para 2050, sin embargo, existe una hoja de ruta: una reducción del 40% para 2030 y del 60% para 2040. Según el Banco Mundial [2] en 1990 las emisiones anuales de la UE superaban 4.100.000 kt de CO₂ y en 2014 estaban alrededor de 3.200.000 kt de CO₂. Por lo tanto, el objetivo sería disminuir las emisiones anuales a 820.000 kt de CO₂ para 2050.

Para lograr estos objetivos es necesario que todos los sectores colaboren (generación eléctrica, transporte, industria, terciario y residencia y agricultura). Sin embargo, el sector eléctrico tiene la clave para alcanzarlo, ya que este sector presenta el mayor potencial de reducción de emisiones. Esto se debe a que a día de hoy una parte considerable de tecnologías en la generación eléctrica emiten CO₂, cómo el carbón, el gas natural o la cogeneración, (41% apróx) [3]. Si esto se revirtiese, es decir, que las tecnologías renovables pasasen a producir la mayoría de energía eléctrica, las emisiones de CO₂ disminuirían. Es por esto que se espera un cambio en el paradigma, de generación eléctrica, durante las próximas 3 décadas, con el que alcanzar la reducción de emisiones.

Con el objetivo de reducir las emisiones por parte del sector eléctrico, también se podría reducir el consumo eléctrico con el uso de tecnologías más eficientes, como por ejemplo la iluminación LED. Sin embargo, el uso de vehículos

eléctricos o los sistemas de calefacción eléctricos, hace que no se estime una reducción neta de la demanda.

Esta reducción de CO₂ coincide en el tiempo con el posible cierre de las centrales nucleares en España. Actualmente, en España hay 7 reactores nucleares, cada uno de ellos con una potencia instalada en torno a los 1.000 MW aproximadamente. De cara a 2040 ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity) [4] estima una potencia nuclear instalada de 3.100 MW. De ahí se puede deducir que no solo se han instalado nuevas centrales nucleares, sino que además se han cerrado 4 reactores. En los próximos 6 años todas las centrales españolas deberán renovar la autorización actual concedida por 10 años para seguir operando. Es posible que, en el caso de alguna central, esta autorización no sea renovada. En la siguiente tabla se muestran los reactores y sus fechas de renovación de la autorización actual concedida por 10 años, la fuente de esta información es la ref. [5]

Unidad	Fecha de renovación
Almaraz I	Junio 2020
Almaraz II	Junio 2020
Ascó I	Octubre 2021
Ascó II	Octubre 2021
Cofrentes	Marzo 2021
Vandellós II	Julio 2020
Trillo	Noviembre 2024

Tabla 1.1 Reactores nucleares españolas y sus fechas de renovación de la autorización actual concedida por 10 años (Fuente: Comisión de expertos de Transición energética [5])

A continuación, se muestra la Figura 1.1 expone un ejemplo de cómo podría ser la reducción de los gases de efecto invernadero en 2050.

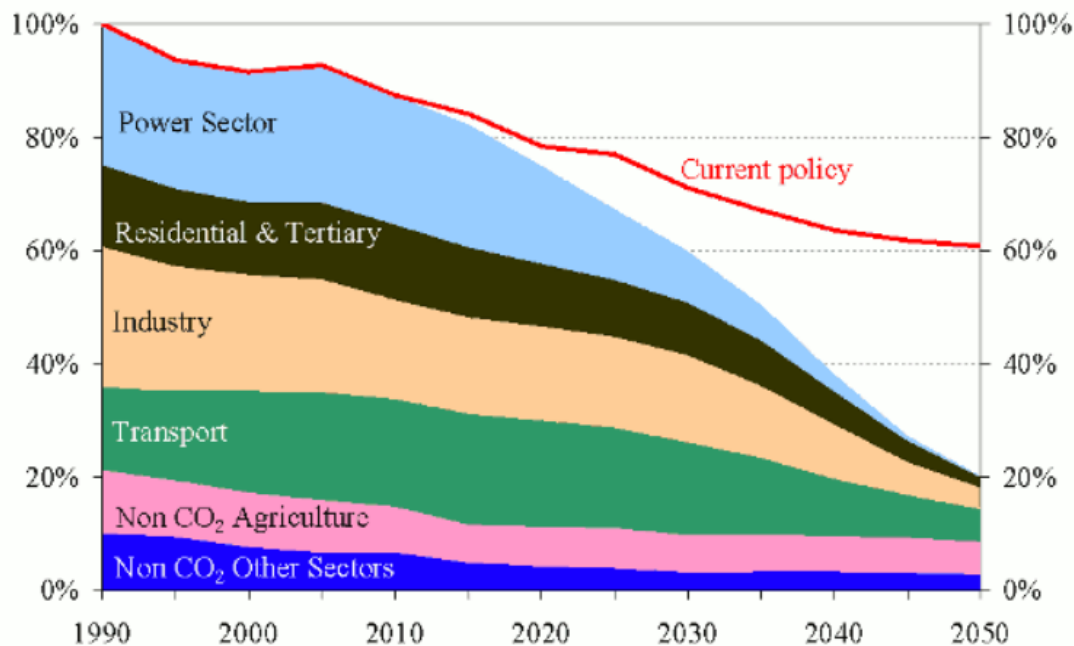


Figura 1.1 Posible reducción del 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero (Fuente: Comisión Europea [1])

En la Figura 1.1 se puede apreciar cómo para lograr dicho objetivo es necesario un esfuerzo importante en todos los sectores, ya que si se siguiese con la tendencia actual tan solo se lograría una reducción del 60%. También se puede observar que en el sector eléctrico se supone una reducción de emisiones prácticamente total, y que junto con el sector de la industrial y el doméstico son los que mayor reducción alcanzan.

1.2. Metodología

Con el fin de lograr el objetivo de este TFM, estimar el impacto de los siguientes factores: precio del CO₂, potencia instalada por tecnología, demanda, generación de las tecnologías renovables y precio de los combustibles; en la operación del sistema eléctrico, se realizará un análisis de sensibilidad de la producción de energía eléctrica por parte de los generadores térmicos en el sistema peninsular español para un año. Dicho análisis se realizará a partir de un caso base, basado en la generación y demanda de 2017. En este se manejará el

hueco térmico para calibrar el funcionamiento del modelo y los datos de costes variables de combustible.

Este caso base se modificará creando casos de estudio. Estos contemplarán los escenarios futuros más probables según el informe *TYNDP (Ten-Year Network Development Plan) 2018 Scenario Report* [4]. En estos se variarán los datos iniciales: la demanda y la generación de energía eléctrica por parte de las tecnologías renovables, los costes de emisión, el coste del combustible y la potencia instalada por tecnología. El siguiente paso será la ejecución del modelo TEPEL (Long-Term Transmission Expansion Problem for an Electric System) [7]. Este modelo permite resolver el Problema de Expansión de la Red, aunque en este trabajo el TEPEL solo se ha utilizado para analizar la operación del sistema, no se ha analizado en ningún momento cuál sería la expansión óptima de la red española. Sino que con él se han ejecutarán los distintos casos propuestos y por último se realizará un análisis crítico de los resultados obtenidos.

En cada caso de estudio se evaluará el balance eléctrico del sistema, y las emisiones de CO₂. En primer lugar este análisis se realizará de manera individual, y posteriormente se llevará a cabo un análisis comparativo.

1.2.1 Escenarios

Una parte fundamental de este proyecto es la construcción de los casos de estudio detallados para el sistema peninsular español a partir de la información agregada definida en el *TYNDP 2018* [7]. La elaboración de los distintos escenarios se basará en los escenarios definidos por el ENTSO-e y recogidos en dicho informe. El informe presenta un detallado resumen de los dichos escenarios hasta 2040 [3].

El hilo temporal presentado en *TYNDP 2018* finaliza en 2040, sin embargo, presenta hitos progresivos: 2020, 2025, 2030 y 2040. Los escenarios de 2020 y 2025 se consideran una fiel estimación de dichos años debido a la baja incertidumbre. Sin embargo, conforme el horizonte temporal aumenta, la incertidumbre también lo hace. Es por esto por lo que los escenarios de 2030 y 2040 más que ser una estimación, son diseños encaminados a conseguir el objetivo de descarbonización de 2050 mencionado anteriormente. El informe en cuestión presenta una descripción cualitativa. Todos referentes a generación eléctrica con origen

renovable y a la demanda que se usarán para la simulación proceden de ENTSO-E [8].

Los 3 escenarios presentados para 2040, año para el que se realizará la simulación, son los siguientes (en el capítulo 3 se dará información más detallada):

Global Climate Action. En este escenario se muestra un esfuerzo global para la rápida descarbonización, en el cual los principales generadores de energía eléctrica serían energías renovables a gran escala, como podrían ser los grandes parques eólicos off-shore, e incluso a través de la energía nuclear. La generación de calor para el uso residencial y comercial es principalmente eléctrica, lo que conlleva a un descenso del uso del gas. La descarbonización del transporte se logra gracias al auge de los vehículos a gas y eléctricos.

Sustainable Transition. Este escenario presenta una reducción de CO₂ rápida pero sostenible en la que se sustituye el carbón y el lignito por el gas en la generación. El gas también reemplaza a los derivados del petróleo en el sector transporte a gran escala. La electrificación de la calefacción y el transporte pasan a un segundo plano. Por último, para alcanzar los objetivos de descarbonización de 2050 es necesario un gran avance tecnológico en la década de 2040.

Distributed Generation. Este último escenario se centra en los *prosumers*¹. Presenta una generación de energía eléctrica más descentralizada, ya que ésta es producida por usuario final. La electrificación de los medios de transporte juega un importante rol debido a los avances y a la reducción de costes de la producción de energía eléctrica a pequeña escala. Además, el bio-metano también toma importancia ya que se produce también a pequeña escala usando las materias primas locales.

A partir de cada uno de estos escenarios se ha construido un caso de estudio, cada uno basado en el caso base, que presenta cambios en los factores previamente mencionados. Las variaciones en dichos factores, mencionados anteriormente, se han realizado en función de los datos públicos de ENTSO-E[8].

¹ *Prosumer: Producer + Consumer. Productor y consumidor*

1.2.2 Simulación y modelo TEPES

La simulación de la operación del sistema para los distintos casos de estudio se realizará empleando el modelo TEPES, que ha sido desarrollado por el IIT (Instituto de Investigación Tecnológica).

Además de lo comentado anteriormente, en este subapartado se presentan las características generales del modelo y posteriormente se procede a comentar el uso que se le ha dado.

- Dinámico. La línea temporal del modelo es muy flexible pudiendo representar desde la hora crítica hasta la curva de demanda de un año.
- Estocástico ^{2*}. El modelo considera factores de gran incertidumbre como pueden ser: la generación de energías renovables, la demanda o el precio de los combustibles.
- Multicriterio*. El modelo trata con varias funciones objetivo simultáneamente ofreciendo un único resultado teniendo en cuenta los distintos objetivos.

El modelo puede usar el método de Descomposición de Benders* o resolver el problema completo. La descomposición de Benders se recomienda en el caso de que la ejecución usando solución directa del problema completo tome mucho tiempo o en el caso en el que se quieran evaluar escenarios distintos.

La descomposición de Benders es una técnica iterativa usada para la resolución de problemas de programación lineal de grandes dimensiones, como es el caso de los problemas para los que se usa este modelo. Consiste en descomponer el problema en dos partes más simples: el problema maestro y el subproblema. En primer lugar, se resuelve el problema maestro, dando un determinado valor a las variables del subproblema, se resuelve el subproblema en base a los valores dados previamente, una vez resuelto el subproblema se realimenta al problema maestro añadiendo restricciones y se vuelve a empezar el

² “*” denota que dicha característica no se ha usado en este TFM.

proceso hasta que las restricciones proporcionadas por el subproblema no mejoren la solución del problema maestro.

El modelo TEPES es un modelo de optimización por lo que tiene una serie de restricciones y una función objetivo, que puede incluir a su vez varias, aunque no sea el caso de este trabajo. La función objetivo consiste en minimizar los costes totales del alcance del modelo, compuestos por el coste de operación de la generación y el coste de fiabilidad de la generación. Dichos costes son de distinta índole por lo que para poder operar con ellos conjuntamente cada uno tiene asociado un peso (α y β), es decir, cada coste tiene un “relevancia” distinta dentro de la función objetivo.

Estas son las características generales del modelo, sin embargo, en este TFM no se ha utilizado todo el potencial del modelo TEPES, ya que no se ha realizado la planificación de la red, sino que se ha analizado la operación. Se ha simulado un problema de *Unit Commitment*, a nudo único, con una única función objetivo (monocriterio) y se ha resuelto de manera directa. Con este tipo de problema se pretende coordinar la generación térmica con una demanda y una generación renovable conocidas y sin incertidumbre (determinista) optimizando el desempeño y el coste de sistema, a lo largo de un periodo de tiempo determinado. En el caso de este TFM dicho periodo será anual (estático).

A continuación, se muestra de manera simplificada la formulación del problema a resolver:

Índices

g	Generador
t	Tiempo

Parámetros

CVG_g	Coste variable de generador	€/MW
CFG_g	Coste fijo de generador	€/h

CAG_g	Coste de arranque de generador	€
$CPNS$	Coste de potencia no suministrada	€/MW
$CONS_t$	Demanda	MW
RES_t, REW_t, REH_t	Generación solar, eólica e hidráulica	MW
PCO_t	Coste de emisión	€/t
CCO_g	Emisión específica de generador	t/MW
$\underline{GP}_g, \overline{GP}_g$	Capacidad de generador mín. y máx.	MW

Variables

pns_t	Potencia no suministrada	MW
gp_{gt}	Potencia generada por generador	MW
$vres_t, vrew_t, vreh_t$	Vertido de generación renovable	MW
$op_{gt}, su_{gt}, sd_{gt}$	Funcionando, encendido, apagado	p.u.

Por lo que en esta situación los costes a minimizar son los siguientes:

- Coste de operación de la generación

$$\sum_{gt} (CVG_g + PCO_t CCO_g) gp_{gt} + \sum_{gt} CFG_g op_{gt} + \sum_{gt} CAG_g su_{gt} + \sum_t CPNS pns_t \quad (1)$$

Las restricciones aseguran un correcto funcionamiento del sistema:

- Balance de generación y demanda. Potencia generada de los generadores térmicos, renovables y no suministrada, menos el vertido de generación renovable es igual la demanda.

$$\sum_g gp_{gt} + RES_t + REW_t + REH_t + pns_t - vres_t - \quad (2)$$

$$vrew_t - vreh_t = CONS_t \quad \forall t$$

- Coherencia entre operación, arranque y apagado. (Si una central térmica se conecta anteriormente debería estar desconectada y no puede estar conectada y desconectada al mismo tiempo)

$$op_{gt} - op_{gt-1} - su_{gt} - sd_{gt} = 0 \quad \forall gt \quad (3)$$

- Límites de generación, energía no suministrada y vertido renovable, y variables de operación.

$$\underline{GP}_g op_{gt} \leq gp_{gt} \leq \overline{GP}_g op_{gt} \quad \forall gt \quad (4)$$

$$0 \leq vres_t \leq RES_t \quad \forall t$$

$$0 \leq vrew_t \leq REW_t \quad \forall t$$

$$0 \leq vreh_t \leq REH_t \quad \forall t$$

$$0 \leq pns_t \leq CONS_t \quad \forall t$$

$$0 \leq op_{gt} \leq 1 \quad / op_{gt} \in \mathbb{Z} \quad \forall gt$$

$$0 \leq su_{gt} \leq 1 \quad / su_{gt} \in \mathbb{Z} \quad \forall gt$$

$$0 \leq sd_{gt} \leq 1 \quad / sd_{gt} \in \mathbb{Z} \quad \forall gt$$

En este capítulo se ha explicado en qué consiste este Trabajo de Fin de Máster, en el que se realiza un análisis de sensibilidad evaluando distintos casos de estudio con unas condiciones de generación distintas. Esto se logrará analizando los resultados obtenidos ejecutando el modelo TEPES para los distintos escenarios planteados siguiendo el *TYNDP 2018 Scenario Report*.

2. Caso base

2.1. Introducción

En el capítulo anterior se comentó la metodología a seguir en este TFM, y en este se procede a explicar el primer paso a realizar: la construcción del caso base y su posterior análisis de sensibilidad, para ajustar sus parámetros.

El caso base se ha construido con los datos reales de la demanda y la generación de las energías renovables del año 2017. Una vez introducidos dichos datos en el modelo, se ha procedido a su ejecución para analizar el despacho eléctrico de horario anual (8736 horas³) de los generadores térmicos comparándolo con los datos reales de generación térmica de dicho periodo.

La fuente de los datos ha sido ESIOS (sistema de información del operador del sistema)⁴, tanto de la demanda como de la generación de las tecnologías renovables. De entre todos los programas disponibles en la fuente se ha trabajado con el programa P48 por ser la última programación operativa, definida en el Art 4.5. BOE núm. 191, de 10/08/2012 como “el programa operativo de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español que el OS establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. El programa horario operativo incorporará todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el OS hasta su publicación, 15 minutos.” [12]

El programa P48 de la demanda no coincide exactamente con la demanda real. La programada se obtiene al modelar la demanda prevista asegurando una generación lo más cercana posible, en cambio la demanda real es la que finalmente se dio. En la siguiente figura se puede apreciar la diferencia entre la demanda real, y la programada.

³ Se ha simulado para 8736 horas y no para 8760 porque el modelo venía preconfigurado para ese tiempo de simulación. 8736 horas son 52 semanas exactamente.

⁴ <https://www.esios.ree.es/es>

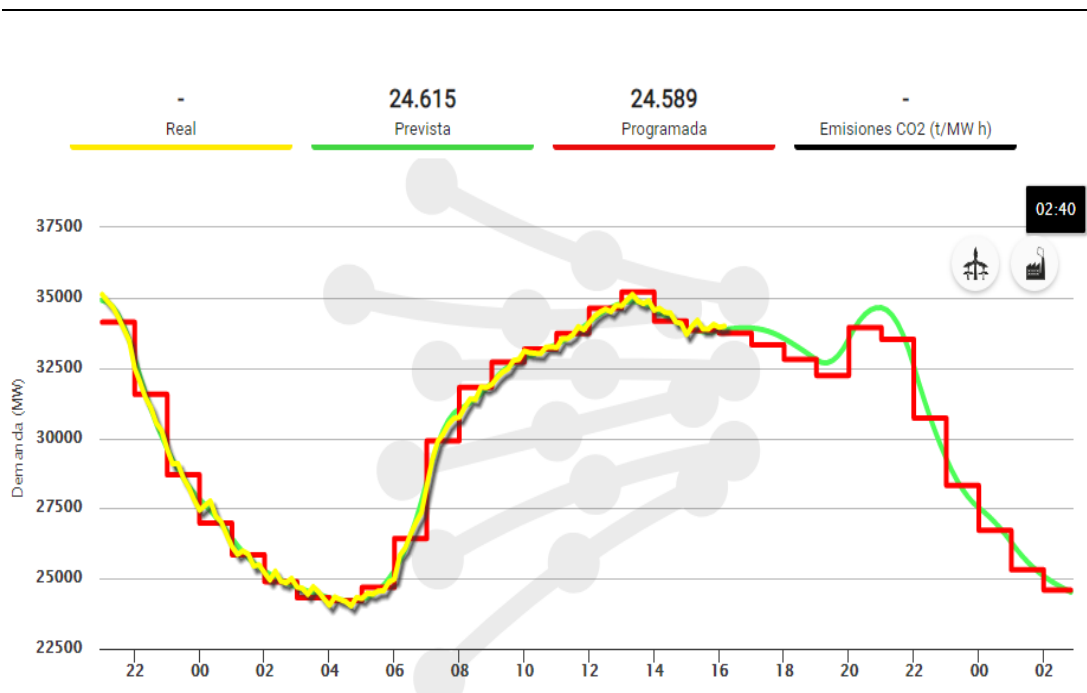


Figura 2.1 Ejemplo demanda real y programada (Fuente: REE [14])

Bien es cierto que los datos de la generación y consumo en tiempo real serían más precisos. Sin embargo, para la simulación de un problema de *unit commitment*, como se realizará en este proyecto, la generación se estima con la demanda programada, por lo que se considera más apropiado el uso del programa P48.

2.2. Caso base

A continuación, se van a explicar los datos introducidos en el modelo. En primer lugar, los datos reales obtenidos de ESIOS, y, en segundo lugar, la información de los generadores térmicos.

2.2.1 Datos reales 2017

Los datos introducidos en el modelo TEPES son horarios, sin embargo, se muestran agrupados mensualmente para facilitar su visualización.

Demanda

El consumo se ha obtenido de la demanda programada P48 [15]. A continuación, en la Figura 2.2 se muestra la demanda mensual. Esta se muestra bastante regular teniendo dos picos, en invierno y en verano, oscilando entre 18,8 y 23,0 GWh. En invierno porque al haber menos horas de luz solar existe un mayor consumo en la generación de luz y en verano por el uso de los aires acondicionados.

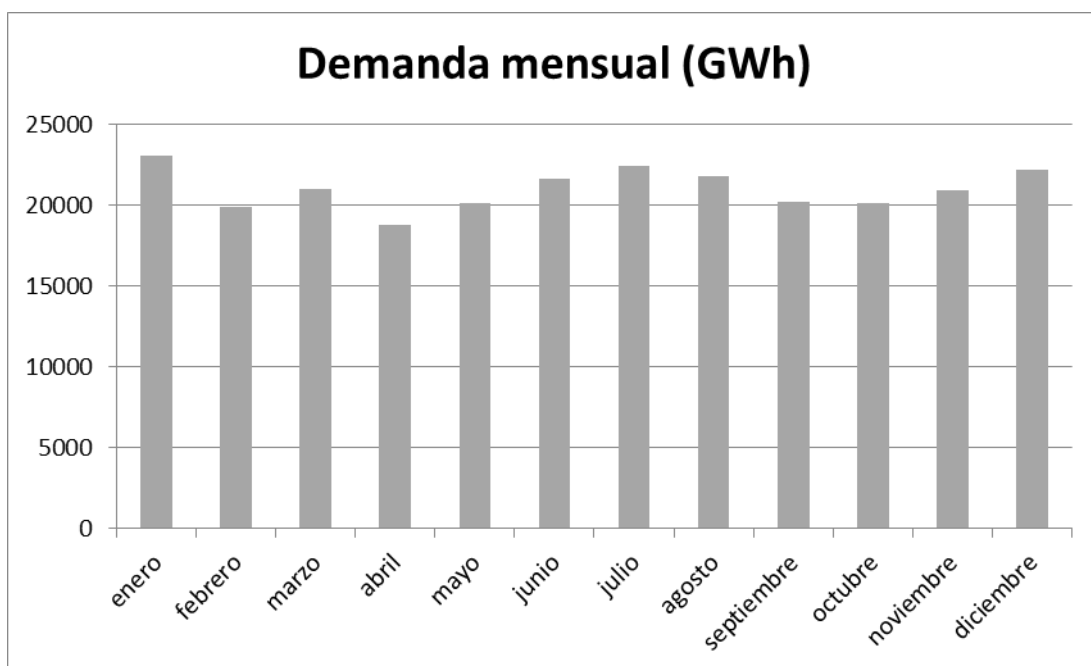


Figura 2.2 Demanda mensual (GWh) (Fuente: ESIOS [15])

La cogeneración junto con otras tecnologías como los residuos renovables y no renovables se tratan como generación no controlada, por lo que se han descontado de la demanda.

Generación de renovables

La generación de las energías renovables; eólica, solar e hidráulica; se ha obtenido también de ESIOS, de las referencias [16], [17] y [18], y [19] respectivamente tomando datos horarios de producción. La producción solar

considera la tecnología fotovoltaica y termosolar; y la generación hidráulica comprende UGH⁵ y no UGH.

A continuación, en la Figura 2.3, se muestran las producciones mensuales de las distintas tecnologías renovables. La mayor producción se obtiene con la tecnología eólica todos los meses, alcanzando su pico en diciembre con 5.766 GWh. En cambio, las generaciones solar e hidráulica son más similares, siendo superior la solar algunos meses, a finales de verano y principios otoño. La producción solar se encuentra entre 536 GWh y 1.772 GWh y la eólica entre 752 GWh y 2.613 GWh.

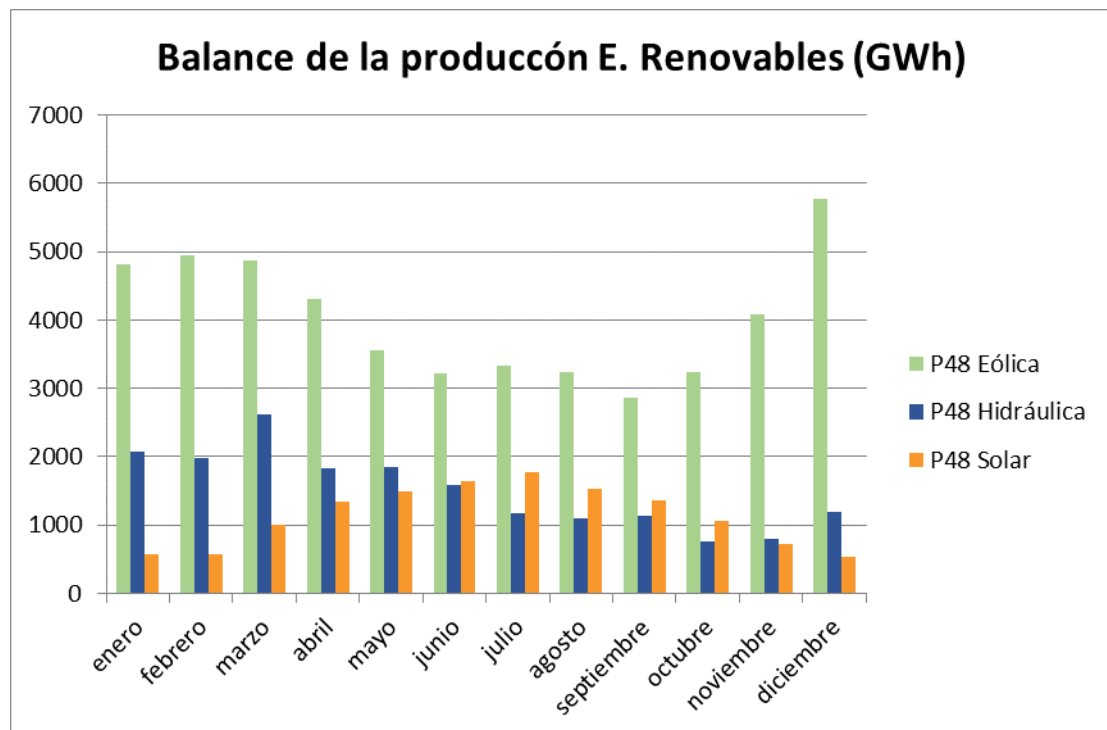


Figura 2.3 Generación mensual de las tecnologías renovables (Fuente: ESIOS [16], [17], [18] y [19])

Como era de esperar, en los meses de invierno la generación eólica es mayor, ya que durante estos meses hay mayor potencial eólico. Ocurre lo contrario con la tecnología solar, en los meses de verano la producción es significativamente mayor, debido a que durante este periodo hay mayor número de horas de luz solar.

⁵Unidad de Gestión Hidráulica. “Conjunto de centrales hidroeléctricas que pertenezcan a una misma cuenca hidráulica y a un mismo sujeto titular” [20].

Por último, la generación hidráulica sigue un patrón algo distinto, y no todos los años sigue el mismo dado que cambia de un año a otro, durante los meses del final del invierno y el comienzo de la primavera obtiene su máximo, alcanzando el pico en marzo. La producción hidráulica es específica de cada año y varía significativamente interanualmente. Según se ha calculado con los datos de REE [20], la media de los últimos 10 años ha sido en torno a 25.500 GWh. Como se puede ver en la siguiente tabla, que muestra la producción anual para el año 2017 de cada tecnología, donde producción hidráulica es significativamente menor que la media. Es por esto que 2017 es considerado un año seco. Por el contrario, aquellos años con una producción hidráulica considerablemente mayor a la media, son denominados años húmedos, como 2016 año en el que se alcanzaron los 36.000GWh de producción hidráulica. En este año la producción eólica fue mayor que la hidráulica y la solar conjuntamente, llegando a cubrir el 19,1 % de la demanda anual.

Tecnología	Producción (GWh)	Porcentaje (%)
Eólica	48.215	19,1
Hidráulica	18.085	7,2
Solar	13.610	5,4
Demanda	252.280	

Tabla 2.1 Producción anual de las tecnologías renovables y fracción del consumo total (Fuente: ESIOS [15], [16], [17], [18] y [19])

A la hora de considerar los casos a simular para 2040 se ha usado la producción hidráulica de un año medio, con un valor en torno a 25.000 GWh .

2.2.2 Centrales térmicas

La información de los generadores térmicos del sistema eléctrico peninsular español se ha obtenido del Ministerio de industria, comercio y turismo [22], y proporcionan la siguiente información de los generadores:

- Nombre de las centrales

- Capacidad máxima de producción
- Tecnologías (nuclear, carbón, lignito, fuel y gas natural)
- Consumo específico

Con el objetivo de que la simulación con el modelo TEPES sea lo más realista posible se ha completado dichos datos con información adicional. Ha sido necesario conocer las emisiones de CO₂ y punto mínimo de operación por tecnología. La fuente de los datos se muestra junto al dato en cuestión.

La potencia instalada en España por tecnología es la siguiente, ref [3]:

Tecnología	Potencia instalada (MW)
Nuclear	7.117
Gas Natural	24.948
Carbón	9.536

*Tabla 2.2 Potencia instalada en la península (MW)
(Fuente: REE [3])*

Las emisiones medias de CO₂ (t/MWh) se han estimado realizando un cálculo. Se han dividido las emisiones totales de 2017 de cada tecnología por su generación correspondiente, ambas informaciones provenientes de REE [20] y [27]. En la Tabla 2.3, se muestra el tanto el punto mínimo de operación (el punto máximo es el 100%) y como las emisiones de CO₂ por tecnología:

Tecnología	Punto mínimo de operación (%)	Emisiones de CO ₂ (t/MWh)
Nuclear	100 ⁶	0

⁶ Una central nuclear puede tener variación en su punto de operación, sin embargo la hipótesis habitual es que su mínimo técnico es del 100% (conversación privada)

Gas Natural [28]	30	0,37
Carbón [29]	35	0,95

Tabla 2.3 Mínimo punto de operación y emisiones de CO2 por tecnología
(Fuente: elaboración propia)

Esta información tiene gran de relevancia, ya que las emisiones tienen un coste asociado. Por lo que las emisiones afectan de manera directa a la operación de la generación.

El precio de las emisiones de CO2 viene dado por el coste de las UAE (European Emission Allowances), en 2017 el precio medio fue de 5,83€ [30]. Sin embargo, este precio no ha sido constante a lo largo del año. El modelo TEPES contempla dicha variabilidad por lo que se ha buscado el precio diario del CO2. Para los días que el mercado está cerrado se ha considerado el precio de día hábil anterior. La fuente de los precios de CO2 a lo largo del 2017 es sendeco2 [30]. A continuación, en la Figura 2.4 se muestra su evolución a lo largo del año:

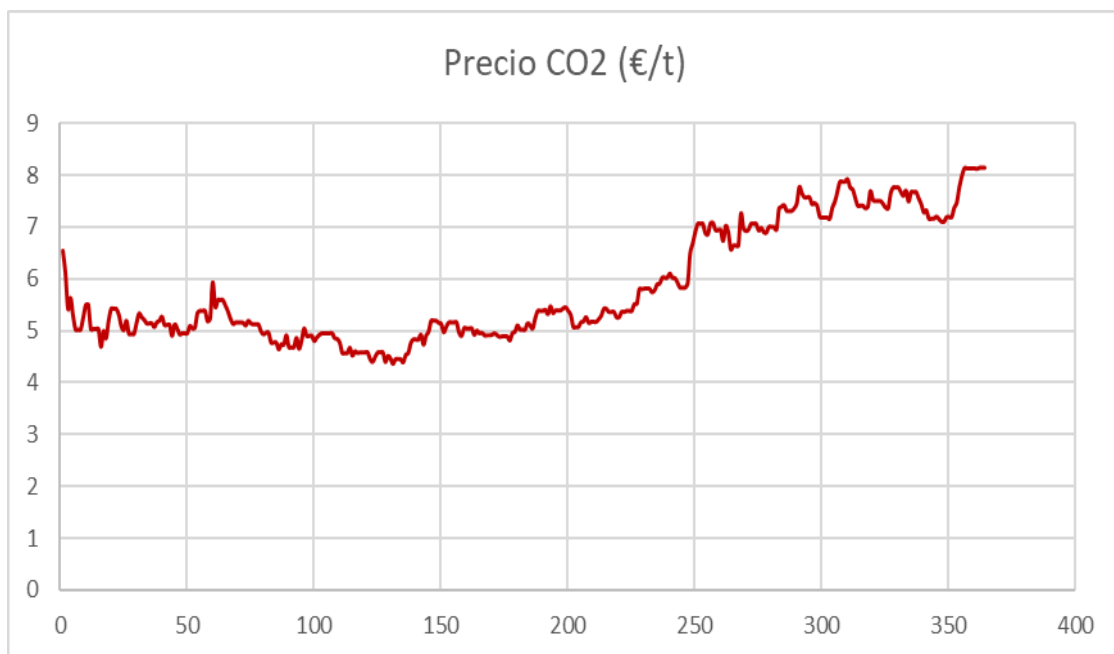


Figura 2.4 Evolución de los precios de CO2 a lo largo de 2017 (Fuente: sendeco2 [30])

2.3. Validación

En este apartado se explica cómo se ha comprobado que los resultados obtenidos con TEPES son coherentes con la operación real del sistema eléctrico peninsular español para 2017, donde se han fijado algunos parámetros (demanda, generación de las tecnologías renovables, coste de operación, precio de las emisiones) y el modelo ha optimizado la operación del sistema. Los datos fijados han sido: producción de las energías renovables, la demanda, la potencia térmica instalada, el coste de operación por tecnologías y precio de las emisiones de CO₂.

En primer lugar, se comentan las discrepancias entre los resultados obtenidos de la ejecución del modelo y los datos reales; en segundo lugar, se han explicado y argumentado las medidas tomadas; y por último se muestran los resultados obtenidos con la ejecución del modelo.

2.3.1 Discrepancias y soluciones

Las discrepancias entre la simulación de la operación del sistema en 2017 y la real se explican con un origen doble. Por una parte, el modelo no es suficientemente detallado como para reflejar algunas características de la operación real de los grupos térmicos como la rampa de subida y bajada o el cambio en el precio del combustible; y por otra, no todos los datos son reales, por ejemplo no se conocen los costes de operación que tienen los grupos.

Los resultados obtenidos con la ejecución del modelo se han comparado con el balance energético anual, que se ha obtenido de la página web de REE [20]. A continuación, en la Tabla 2.4 se muestran dichos datos.


Balance eléctrico anual peninsular ⁽¹⁾ (GWh)

	2014	2015	2016	2017	2018
Hidráulica	32.043	28.322	36.039	18.361	26.025
Turbinación bombeo	3.416	2.895	3.134	2.249	1.467
Nuclear	54.870	54.755	56.099	55.609	35.015
Carbón	41.133	50.924	35.188	42.593	20.857
Fuel + Gas	0	0	0	0	0
Ciclo combinado ⁽²⁾	21.337	25.268	25.686	33.855	15.860
Resto hidráulica ⁽³⁾	7.070	-	-	-	-
Eólica	50.635	47.713	47.298	47.498	33.309
Solar fotovoltaica	7.802	7.845	7.579	7.988	5.374
Solar térmica	4.959	5.085	5.071	5.348	3.542
Térmica renovable ⁽⁴⁾ /Otras renovables	4.718	3.174	3.414	3.603	2.347
Cogeneración y resto ⁽⁴⁾ /Cogeneración	25.596	25.418	25.872	28.134	18.971
Residuos no renovables	-	2.325	2.471	2.459	1.526
Residuos renovables	-	663	650	728	471
Generación	253.578	254.387	248.502	248.424	164.766

Tabla 2.4 Balance eléctrico anual peninsular (Fuente: REE [20][31])

La primera discrepancia que se encontró en la generación eléctrica de centrales nucleares era en torno a 7.000 GWh superior a la realmente producida en 2017, aproximadamente un 13%. Esto se debía a que algunas centrales nucleares habían estado en mantenimiento durante algunos periodos en 2017. Para confirmar esta hipótesis se han consultado las paradas de recarga de las centrales nucleares españolas llevadas a cabo durante el año 2017 en *Foro Nuclear* [31] y en la referencia [32] y se han comparado con la variación en la producción nuclear programada P48 [33]. Tras considerar las paradas por mantenimiento de las centrales nucleares en el 2017 los resultados mejoraron significativamente, la diferencia entre los valores reales y la simulación es de menos de 1.000 GWh, un 1,8%.

La otra discrepancia está relacionada con la generación de carbón y de gas natural. El modelo no considera la variación en el precio del combustible a lo largo de un periodo de tiempo. Para paliar esta discrepancia se ha limitado la producción de carbón a su máximo real en 8.000 MW y se ha considerado un coste de

operación de esta tecnología ligeramente elevado, pero coherente⁷, no superior a los 53 €.

En la siguiente figura se muestra la comparativa de la generación simulada de carbón con la real. Se puede observar cómo la simulación, sigue el patrón que marca la real, sin embargo hay periodos en los que no se ajusta. Se ha mirado el precio en las curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario incluyendo unidades de oferta de 3 fechas en las que había diferencia entre la generación de carbón simulada y la real, en OMIE [24]. Las fechas consultadas han sido el 12/01/2017, el 23/03/2017 y el 23/09/2017. Se ha encontrado diferencia en el precio de las centrales de carbón casadas, siendo el precio de la primera fecha inferior al de las dos siguientes. También se puede observar la producción máxima prácticamente en ningún momento sobrepasa los 8.000 MW.

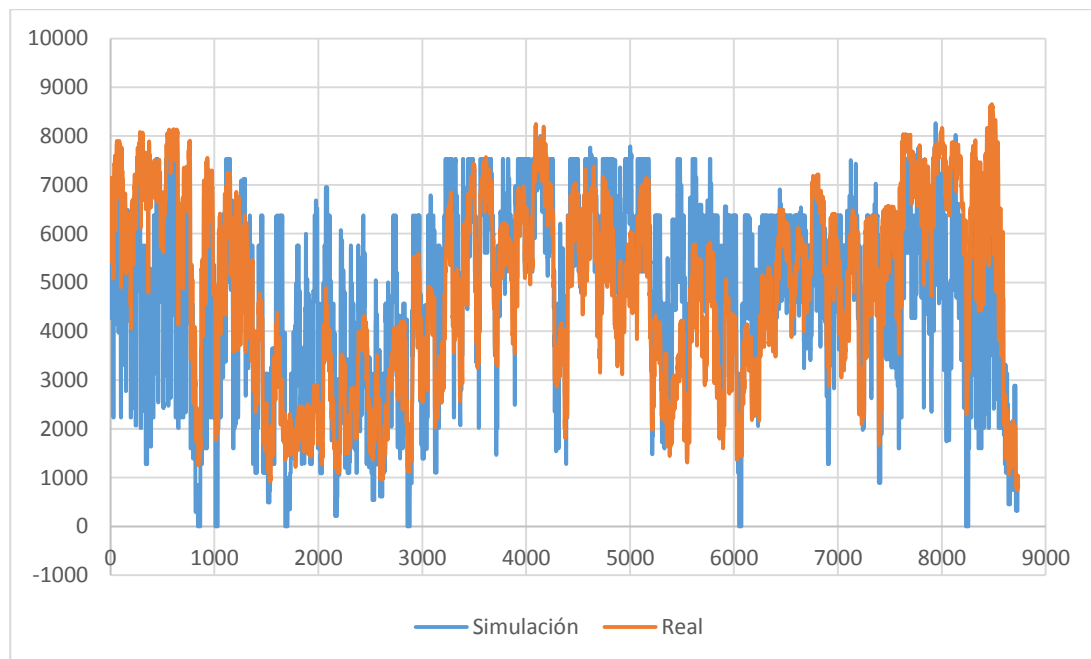


Tabla 2.5 Comparación de la generación de carbón simulada con la real (Fuente: ESIOS [23] y elaboración propia)

⁷ Se encontrado una fecha (17/05/2018) en la que el carbón haya incrementado su producción en REE [25] se ha comparado el precio del día anterior (51,49 €) con el de ese mismo día (54,01 €) en OMIE [26][26], esa cantidad se ha considerado como un coste de operación estándar de una central de carbón.

2.3.2 Resultados

En el anterior subapartado se han comentado las modificaciones introducidas para adecuar el caso de estudio a la realidad. Siguiendo con esta línea, en este subapartado, se muestran los resultados tras la ejecución del modelo.

En primer lugar, se muestra el balance eléctrico obtenido:

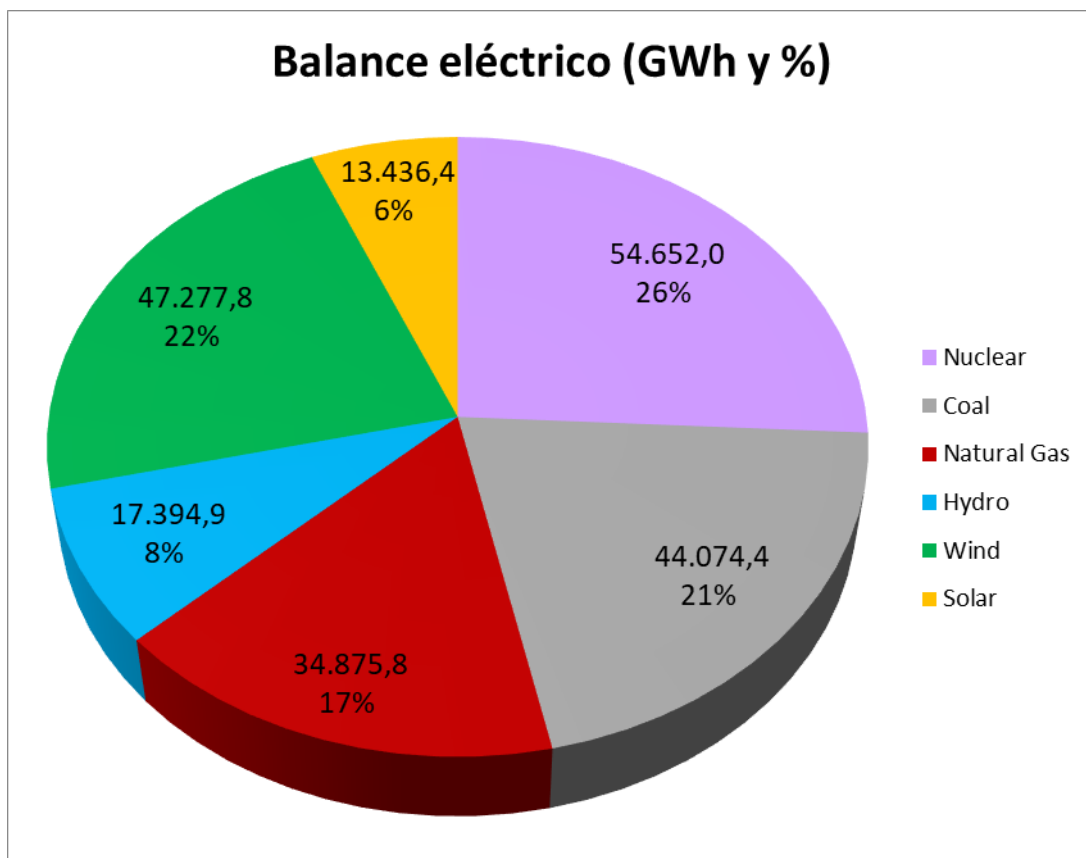


Figura 2.5 Balance eléctrico anual peninsular simulado (Fuente: elaboración propia)

En la siguiente tabla, se muestra la comparativa del hueco térmico simulado con el real. Se puede ver que la generación simulada de las distintas tecnologías es bastante parecida.

Tecnología	Generación real (GWh)	Generación simulada (GWh)
Nuclear	55.609	54.652

Gas Natural	33.855	34.876
Carbón	42.593	44.074

Tabla 2.6 Comparación de la generación eléctrica de 2017 simulada con la real (Fuente: REE [3] y elaboración propia)

En la Figura 2.6 se muestra la curva agregada de carga de 2017 de los datos obtenidos con la simulación, donde se puede apreciar mejor que en la cronológica la generación de las distintas tecnologías a lo largo del año.

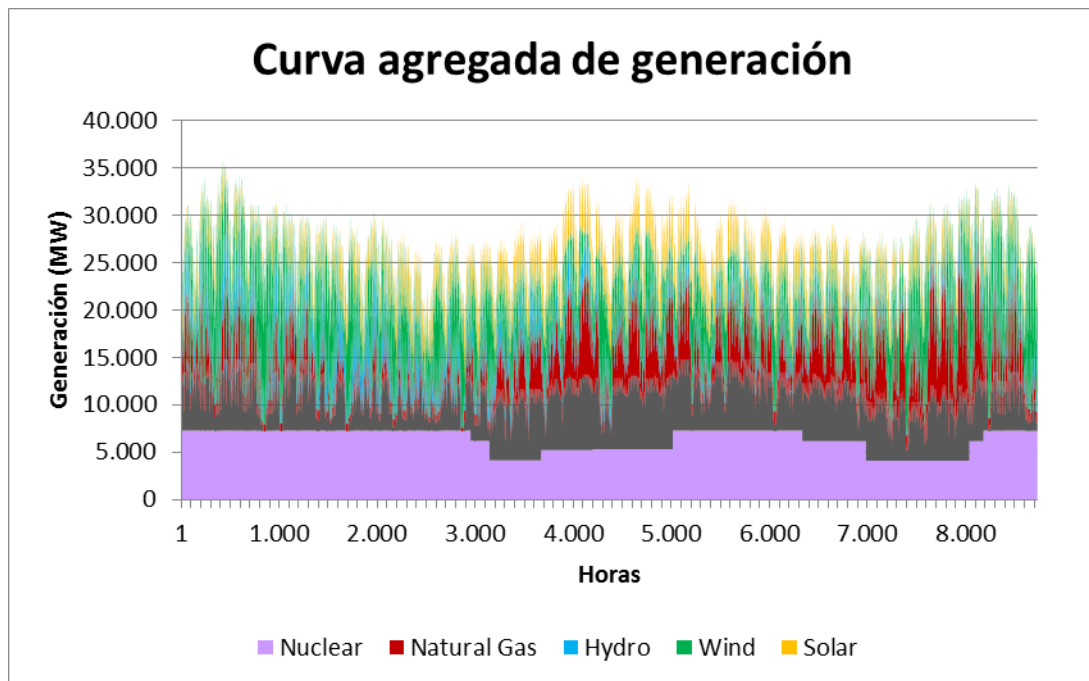


Figura 2.6 Curva agregada de generación 2017 simulada (Fuente: elaboración propia)

En esta imagen se puede apreciar que la producción de electricidad con la generación nuclear es uniforme, los escalones se deben a paradas de mantenimiento. El resto de producción con carbón es ligeramente más irregular, pero sigue manteniendo cierta estabilidad. La generación con gas natural es más irregular al igual que con las fuentes renovables. Estos resultados concuerdan con lo esperado. El máximo es de 35,8 GW y el mínimo es de 14,8 GW.

Por último, cabe mencionar las emisiones de CO₂. Según los datos de REE [20] en 2017 la generación con carbón y gas natural sumaban 52.751 kt de CO₂ emitido. Con la simulación se obtienen unas emisiones anuales de 54.775 kt de

CO₂. Este valor es ligeramente superior al real, sin embargo, no carece de sentido, ya que en la simulación del caso base se obtiene una producción con carbón mayor a la real y las emisiones de la generación con dicha tecnología son mayores que con gas natural, además, se han considerado las mismas emisiones para todos los grupos por tecnología y, al igual que el precio, pueden variar también.

En este capítulo se ha construido el caso base a partir del cual se han construido los otros casos de estudio. Primero ha sido necesario recabar datos sobre la generación actual de España. Se ha trabajado con dos tipos de datos: los datos horarios de la producción renovable obtenidos de REE y ESIOS; y los datos de potencia instalada y tipo de combustible de las centrales térmicas cuyo comportamiento se pretende simular, estos últimos tomados del Ministerio de Industria Comercio y Turismo [36].

3. Construcción de casos y análisis

3.1. Introducción

En el capítulo anterior se presentó el caso base a partir del cual se harán las modificaciones para construir los distintos casos. A lo largo de este apartado se comentarán con más profundidad los escenarios presentados en el capítulo *Introducción* y se construirán los casos de estudio a partir del caso base, para su posterior análisis.

Los casos de estudio se han construido de acuerdo con lo establecido en el *TYNDP 2018 Scenario Report*, adaptándolos de acuerdo a los escenarios para 2040. Los parámetros de entrada del modelo, como el precio del CO₂ o el incremento de generación renovable, se han obtenido de ENTSO-e, referencias [3] y [7].

3.2. *TYNDP 2018 Scenario Report*

En el primer capítulo se comentó que la Comisión Europea pretende lograr una reducción del 80% de emisiones de CO₂ en la UE para 2050 con respecto a los niveles de 1990. Este pretende ser un proceso progresivo de modo que para 2030 se logre una reducción del 40% y del 60% para el 2040.

Para lograr dicho objetivo es importante conocer bien la situación actual, así como también las posibles tendencias de modo que se puedan crear las medidas oportunas y fomentar las tecnologías más apropiadas de acuerdo con los distintos escenarios.

3.2.1 Comparativa de tendencias

Como ya se vio en el capítulo anterior, la fuente principal de información a la hora de construir los escenarios ha sido el informe *TYNDP 2018 scenarios for 2030 and 2040* [3]. En este apartado se van a comparar las tendencias que se resumieron en la Introducción de esta memoria.

A continuación, se muestra la Figura 3.1, que expone de manera gráfica las distintas tendencias por las que apuesta la ENTSO-e y la ENTSO-g:

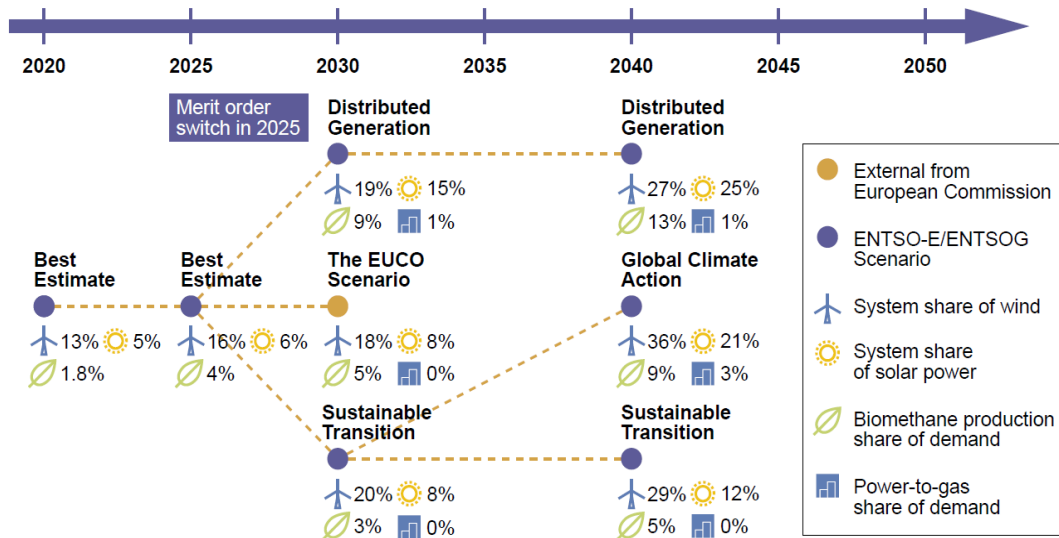


Figura 3.1 TYNDP 2018 scenarios for 2030 and 2040 (Fuente: ENTSO-e & ENTSO-g, 2018)

Ahora se procede a explicar con mayor profundidad las tendencias anteriormente mencionadas. En la siguiente una tabla que compara dichos escenarios basándose en 6 dimensiones:

1. Tendencias y objetivos macroeconómicos
2. Generación eléctrica
3. Generación de calor
4. Transporte
5. Demanda eléctrica
6. Demanda de gas

Escenario	Global climate action	Sustainable transition	Distributed generation
<p>Tendencia macro-económica y objetivos</p>	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de CO₂, se alcanzan los objetivos de descarbonización de 2030 y 2050 Renovables por todo Europa Bio-metano como renovable no intermitente 	<ul style="list-style-type: none"> Con regulación nacional, comercio de los derechos de emisión y subsidios se consigue controlar la situación climática Para alcanzar los objetivos de descarbonización de 2050 será necesario un progreso rápido durante la década de 2040 	<ul style="list-style-type: none"> La generación y la tecnología para el almacenamiento de la energía eléctrica a pequeña escala han experimentado un gran avance El bio-metano es usado como fuente renovable no intermitente
<p>Generación</p>	<ul style="list-style-type: none"> El precio del CO₂ propicia inversiones en tecnologías <i>Low-carbon</i> P2G es comercialmente viable CCGTs aparece antes que el Carbón en el orden de mérito y además proporciona flexibilidad La captura y almacenamiento del carbono no es económicamente viable 	<ul style="list-style-type: none"> La generación usando el gas como combustible florece debido al bajo precio y el gran crecimiento del bio-metano El sistema europeo de comercio de emisiones (ETS), junto con el precio del carbón y las políticas europeas se logra un descenso en las emisiones de CO₂ La captura y almacenamiento del carbono es una opción 	<ul style="list-style-type: none"> Los precios de generación y almacenamiento a pequeña escala son bajos La tecnología solar es viable para <i>prosumers</i> sin ayuda de subsidios. P2G es comercialmente viable para la producción de <i>green gas</i> La generación a pequeña escala desafía la generación a gran escala La estación de invierno supone un desafío debido a las pocas horas solares y al aumento de la demanda por el frío La regulación europea favorece al gas respecto al carbón en el orden de mérito

<p>Transporte</p>	<ul style="list-style-type: none"> Tanto la electricidad como el gas natural son usados como combustibles Incremento en el uso de LNG 	<ul style="list-style-type: none"> El uso del gas como combustible resulta buena opción debido al bajo precio del bio-metano Lo vehículos eléctricos de uso residencial crece moderadamente LNG es usado en el transporte a gran escala 	<ul style="list-style-type: none"> Tanto el gas como la electricidad son los elementos fundamentales El bajo precio de las baterías impulsa el sector de los vehículos eléctricos LNG es usado en el transporte a gran escala
<p>Calor</p>	<ul style="list-style-type: none"> Uso de bombas de calor eléctricas en edificios de alta eficiencia eléctrica Uso de bombas híbridas en edificios de menos eficiencia energética Incremento de la demanda tanto en ambiente residencial como en la industria 	<ul style="list-style-type: none"> El gas sigue siendo el medio más usado Las bombas de calor híbridas cogen parte de su cuota de mercado debido a los edificios de alta eficiencia energética Interés por los aspectos climáticos mientras se traduzca en reducción de costes 	<ul style="list-style-type: none"> Uso de bombas de calor eléctricas e híbridas Preferencia de las bombas de calor híbridas por los <i>prosumers</i> El consumidor puede pasar a ser también productor creando un mercado más complejo
<p>Comportamiento del consumidor</p>	<ul style="list-style-type: none"> La demanda eléctrica queda acotada gracias al incremento de la eficiencia energética 	<ul style="list-style-type: none"> Aumenta moderadamente El uso de combustibles gaseosos aumenta 	<ul style="list-style-type: none"> La demanda eléctrica aumenta en el sector de la generación de calor y del transporte La demanda en conjunto se mantiene debido al comportamiento de los <i>prosumers</i> La demanda responde bien a los precios del mercado

Tabla 3.1 Comparativa de “TYNDP 2018 escenarios” (Fuente: elaboración propia basado en [3])

Los distintos escenarios se pueden resumir de la siguiente manera:

- **Global Climate Action.** Este caso apuesta por grandes plantas de energía renovable como grandes parques eólicos off-shore o solares.
- **Sustainable Transition.** En este caso los esfuerzos se centran en el Reemplazo del carbón y del lignito por el gas en el sector de la generación eléctrica.
- **Distributed Generation.** Este escenario apuesta en mayor medida por la generación eléctrica a pequeña escala y descentralizada por parte de los *prosumers*

3.3. Casos de estudio

En este apartado se procede a elaborar los casos de estudio para su posterior simulación con el modelo TEPES. En primer lugar, se ha realizado una comparativa de los escenarios más probables, con la intención de que se puedan diferenciar de manera clara las 3 situaciones futuras consideradas. A continuación, se ha realizado una descripción cualitativa de cada uno de los casos de estudio, basados en los escenarios, con el objetivo de presentar de manera esquemática las medidas concretas a tomar en cada uno de los casos. Por último, se presentan cuantitativamente dichas medidas y cómo afectan a los datos a simular.

3.3.1 Casos

En este apartado se van a presentar los casos de estudio que posteriormente se simularán con el modelo TEPES, estos casos se han basado en las tendencias propuestas en el informe *TYNDP 2018 scenarios* [3]. Las medidas mencionadas a continuación son cualitativas, más adelante se ven reflejadas con numéricamente.

Caso 1

En el escenario *Global Climate Action* se pretende lograr una descarbonización lo más rápida posible a través del precio de las emisiones de CO₂ y el apoyo a inversiones en energías renovables. El *power to gas* (obtención de gas a partir de energía eléctrica) se vuelve una opción viable. Con esto se fomentará la inversión en tecnologías de baja emisión. La energía nuclear sigue siendo una alternativa. Parece lógico no considerar la apertura de nuevas centrales nucleares tal como se muestra en el informe realizado por la Comisión de Expertos sobre Escenarios de Transición Energética [5], sin embargo, se puede continuar con la explotación de las que actualmente están en funcionamiento.

Medidas:

- Subida del coste de las emisiones de CO₂
- Añadir parques eólicos off-shore
- Gran incremento de la energía solar, grandes parques eólicos. (En torno al 1000%)

Caso 2

Este caso se basa en el escenario *Sustainable Transition*, que apuesta por una descarbonización progresiva más lenta que en el Caso 1. Se espera que la producción de bio-metano crezca de manera considerable por lo que la generación eléctrica a partir del gas también experimenta un aumento considerable. Además, también se tiene a una ligera desnuclearización, siempre dependiendo de las políticas de cada país.

Medidas:

- Supresión de las centrales de carbón
- Subida del coste de las emisiones de CO₂
- Disminución del precio del gas

Caso 3

Este caso de estudio se basa en *Distributed Generation*, que considera un escenario en el que el coste de las tecnologías de generación a pequeña escala se va reduciendo rápidamente, por lo que tecnologías como la energía solar se convierten en una opción atractiva para los *prosumers*. La generación a pequeña a escala desafía a la generación a gran escala haciendo que algunas las plantas de producción de energía eléctrica dejen de resultar rentables. P2G se convierte también en una opción viable, que junto con un marco de ETS (Emission Trading System) elevadas favorecen la desaparición de las plantas de carbón.

Medidas:

- Supresión de las centrales de carbón
- Subida del coste de las emisiones de CO₂
- Gran incremento de la energía solar, paneles solares en los hogares. (en torno al 1000%)

3.3.2 Demanda

En las próximas décadas no solo cambiarán las políticas energéticas y la tecnología, sino que la demanda también variará. El incremento de la demanda de ha calculado usando los valores de la demanda programada P48 de 2017 [15] y de ENTSO-e [34]. En la Tabla 3.2 se muestra el porcentaje de crecimiento de la demanda del caso base.

Caso 1 (GCA 2040)	Caso 2 (ST 2040)	Caso 3 (DG 2040)
11,0%	11,0%	19,6%

Tabla 3.2 Tasa de crecimiento de la demanda del caso base a 2040 (Fuente: elaboración propia)

El escenario correspondiente al Caso 3 contempla un aumento de PIB Europeo en general enlazado con un incremento en la industria. Es por esto que este caso presenta un aumento en la demanda mayor al de los otros casos.

3.3.3 Energías renovables

Como ya se comentó en el capítulo Introducción, para lograr el objetivo de la descarbonización de la UE las energías renovables juegan un papel fundamental. Hoy en día la energía solar y la energía eólica son las fuentes de generación renovables que mayor importancia tienen a la hora de lograr la reducción de las emisiones de CO₂ en el sector de la generación de energía eléctrica.

Para conocer el aumento en la potencia instalada de las energías renovables es importante conocer la potencia instalada actualmente y las previsiones de *ENTSO-e* de la potencia instalada en cada uno de los escenarios. A partir de estos datos se obtendrá un incremento porcentual. La potencia instalada en España se ha obtenido de REE [3] y la predicción de potencia instalada en cada caso de TYNDP 2018 [4]. La potencia eólica y solar tienen un incremento mayor o menor dependiendo del caso. La potencia hidráulica presenta un aumento muy similar en los 3 casos, esto puede deberse al proyecto *Mont-Negre, Gironés, Raimats, Navaleo* y *CUA* que están en proceso de la concesión de los permisos [37].

Potencia (MW) Incremento	Caso base (2017)	Caso 1 (GCA 2040)	Caso 2 (ST 2040)	Caso 3 (DG 2040)
Eólica	23.132	50.998 ⁸	39.561	35.241
		120%	71%	52%
Solar térmica	2.304	3.363	3.363	2.300
		46%	46%	0%
S. fotovoltaica ⁹	4.687	51.333	34.263	44.604
		1092%	729%	949%

⁸ Este caso considera 3.408 MW de generación eólica offshore.

⁹ A los valores estimados por ENTSO-e de potencia solar fotovoltaica instalada se les ha aplicado un coeficiente multiplicador de 0,67 dado que se estima que un tercio de esa potencia será inferior a 10 kW. Estas instalaciones están conectadas a la red de baja tensión por lo que no entran en el despacho de alta tensión.

Hidráulica	17.051	24.920	23.050	23.050
		46%	35%	35%

Tabla 3.3 Potencia instalada de energías renovables (MW) en cada caso e incremento (%) con respecto a la potencia instalada en el caso base (Fuente: REE y ENTSO-e [22] y [4][34])

Para la simulación de la producción hidráulica, no se ha considerado la producción de 2017, que fue un año seco, sino que se ha considerado la producción de 2015, año con datos disponibles con una producción hidráulica similar a la media de los últimos 10 años (28.322 GWh) [20].

Es interesante observar cómo a pesar de tratarse de casos distintos en todos ellos se apuesta en gran medida por la generación fotovoltaica. El gran potencial solar de España está relacionado con dicho incremento. Además, en los 3 casos se incrementa de manera considerable la potencia instalada en energía eólica. El incremento de la potencia solar es muy superior al de las otras tecnologías, pero hay que tener en cuenta que, a día de hoy hay mayor potencia hidráulica y eólica instalada, por lo que es más complicado lograr un incremento similar.

3.3.4 Centrales térmicas

En este subapartado se muestran las previsiones de tres factores directamente relaciones con la generación eléctrica de las centrales térmicas: el precio de las emisiones de CO₂, la capacidad de generación en 2040 y el precio de combustible de dichas tecnologías.

CO₂

Con el propósito de lograr una descarbonización del 80% para 2050 el número de centrales debe verse reducido de manera importante. Para conseguir dicha reducción, además de las políticas de cada país, el precio de las emisiones de CO₂ juega un papel fundamental. Este aumentaría en mayor o menor medida dependiendo del escenario. En *TYNDP 2018 Scenario Report*, la ENTSO-e estima el siguiente precio de las emisiones:

	Caso base (2017)	Caso 1 (GCA 2040)	Caso 2 (ST 2040)	Caso 3 (DG 2040)
P. CO2 (€/t)	5.83 ¹⁰	126	45	80

Tabla 3.4 Estimación de precios de emisiones de CO2 por año y caso (Fuente: ENTSO-e¹¹)

En el Caso 1 es en el que se pretende lograr una descarbonización lo más rápida posible, es por esto por lo que presenta los precios más altos de las emisiones de CO2. Por el contrario, en el Caso 2, que parte del mismo escenario de 2030, el coste de las emisiones disminuye para 2040. Esto se debe a que en este se apuesta por la producción de bio-metano. Por último, cabe comentar el Caso 3, en que el precio de las emisiones de CO2 se encuentra en un punto intermedio de los otros dos casos.

El RCDE UE (Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE) se basa en el principio “limitación y comercio”. La cantidad de CO2 que pueden emitir ciertas instalaciones está acotada por arriba, con lo que se controla las emisiones máximas. Al final de cada año, dichas instalaciones deberán entregar tantos derechos como CO2 hayan emitido. Estos derechos pueden ser comprados, por lo que las empresas que hayan emitido mayor cantidad que derechos tengan, deberán comprar el resto. Con esto existe una oferta y una demanda. Por lo que, con una oferta constante, a mayor demanda, mayor precio. Para controlar el precio la UE tiene dos herramientas: limitar el número de derechos y establecer un precio mínimo de compra.

En cualquier caso, los tres escenarios considerados por el ENTSO-e presentan unos precios de las emisiones de CO2 bastante superiores a los actuales. Por lo tanto, se podría asegurar un incremento en dichos costes en las 2 próximas décadas.

Capacidad de generación

Además de aumentar el precio de las emisiones de CO2 para lograr una rápida descarbonización, también se apostará por la reducción de potencia

¹⁰ [30]

¹¹ Ref. [3] Figure 24

instalada, como se puede ver en la siguiente tabla. En esta se comparan las previsiones de ENTSO-e de la capacidad de generación para los distintos escenarios con la potencia actualmente instalada.

Potencia (MW) Reducción (%)	Caso base (2017)	Caso 1 (GCA 2040)	Caso 2 (ST 2040)	Caso 3 (DG 2040)
Nuclear	7.117	3.100	3.100	3.100
		56	56	56
Carbón	10.004	0	0	0
		100	100	100
Gas Natural	24.900	24.560	24.560	24.560
		1	1	1

Tabla 3.5 Previsión de las capacidades de generación por tecnología y escenario (Fuente: ENTSO-e [22] y [4])

Los tres escenarios coinciden con sus previsiones en cuanto a la futura capacidad de generación para 2040. La capacidad de energía nuclear se ve reducida a menos de la mitad, por el cierre de centrales nucleares, según [34], es probable el cierre de algunos reactores, entre 2020 y 2024 los reactores nucleares deberán renovar la autorización actual concedida por 10 años. Las centrales de carbón quedan fuera del mapa. Con respecto a la producción con gas natural, es posible que algunas centrales actuales de retiren y aparezca otras, pero su potencia total instalada no presenta variaciones en su conjunto.

Precio de combustible

El precio del combustible también experimentará cambios como consecuencia del mercado. Estas variaciones afectan directamente al coste de producción de la electricidad. En la Tabla 3.6 se muestran los cambios (porcentuales) de precio con respecto a las previsiones de 2020. Los valores mostrados se han calculado con las estimaciones de *TYNDP 2018 Scenario Report*.

Variación (%)	Caso 1 (GCA 2040)	Caso 2 (ST 2040)	Caso 3 (DG 2040)
Nuclear	0	0	0
Carbón	8,7	-21,7	21,7
Gas Natural	37,7	-9,8	60,7

Tabla 3.6 Previsión de la variación de los precios de los combustibles de los generadores térmicos (Fuente: elaboración propia con datos basados en ETNSO-e¹²)

El precio del combustible nuclear se mantiene constante por lo que se puede deducir que la disminución de centrales nucleares podrá deberse a tres factores: las políticas de cada país al respecto, la obsolescencia de las centrales nucleares y la aparición de tecnologías de menor coste que logren que la energía nuclear deje de ser económicamente rentable.

En contraposición el precio del gas sí que varía, lo que afectará a la producción con esta tecnología. En los casos 1 y 3 se produce un incremento del precio considerable, sin embargo, en el caso 2 el precio se reduce como consecuencia del aumento de la producción de bio-metano.

En conclusión, el carbón desaparece y dado que los precios del gas natural y la nuclear no se cruzan entre sí, realmente solo se despacha con la tecnología de gas natural frente a las tecnologías renovables. El modelo estima el despacho óptimo para cada hora teniendo en cuenta las restricciones. Minimiza el coste de operación para el año entero.

¹² Ref. [3] Figure 24

3.4. Análisis y resultados

En el anterior apartado se han comentado los distintos casos de estudio, explicando qué medidas se han tomado en cada uno. En este apartado se van a exponer los resultados obtenidos con la ejecución del modelo en cada caso, junto con una breve descripción y, posteriormente, se hace un análisis comparativo de dichos resultados.

El procedimiento seguido ha sido el siguiente:

1. Escalado de la demanda eléctrica (Tabla 3.2). Se multiplica la demanda horaria por el mismo factor.
2. Incremento de la producción de las energías renovables (Tabla 3.3). La producción renovable se multiplica por el mismo factor, por tecnología.
3. Actualización del precio de las emisiones de CO₂ (Tabla 3.4). Se considera todos los días el mismo precio.
4. Reducción de la potencia instalada de los generadores térmicos (Tabla 3.5). Se ha supuesto el cierre de reactores nucleares, de modo que la potencia nuclear instalada en los casos de estudio coincidiese con lo estimado por ENTSO-e (Tabla 3.5). Como se verá a continuación, las centrales nucleares producen continuamente a su máximo técnico, por lo que el cierre de un reactor u otro es indiferente en este modelo.

Para cada caso se han realizado dos simulaciones. Una con todos los datos actualizados, y la otra, sin considerar los cambios en la potencia instalada de las centrales térmicas. Con esto se pretende evaluar si hubiesen sido suficientes las medidas adoptadas (cambio en el combustible e incremento en el precio de las emisiones de CO₂) para que la tecnología del carbón dejase de ser rentable y cómo afecta a las emisiones y al despacho térmico que la potencia nuclear instalada no disminuya.

3.4.1 Caso 1 (Global Climate Action 2040)

Este caso es en el que se apuesta por una descarbonización lo más rápida posible, por lo que se apuesta en gran medida por las energías renovables. Como se puede observar en la siguiente tabla, este caso presenta el mayor incremento tanto en potencia solar como en potencia eólica. El precio de las emisiones de CO₂ es de 126 €/t y el incremento de la demanda con respecto a 2017 es del 11%.

Potencia instalada de energías renovables (MW)			
Eólica	Solar térmica	Solar Fotovoltaica	Hidráulica
50.998	3.363	51.333	24.920
Variación de precios de combustible			
Nuclear	Carbón	Gas natural	
0%	8,7%	37,7%	
Potencia instala de centrales térmicas (MW)			
Nuclear	Carbón	Gas natural	
3.100	0	24.560	

Tabla 3.7 Tabla resumen del Caso 1 (Fuente: elaboración propia)

En la Figura 3.2 se puede ver que con las tecnologías solar, eólica e hidráulica se cubre más de 70% de la demanda. La generación con gas natural sigue siendo importante a pesar del incremento el precio del combustible. La tecnología nuclear sigue produciendo debido al bajo coste de producción. A pesar de que la gran cantidad de potencia solar instalada, su producción es menos que la eólica, que tiene menos potencia instalada. Esto se debe a que solo hay producción solar durante el día, que al combinarse con la solar y con hidráulica producen vertido de origen renovable.

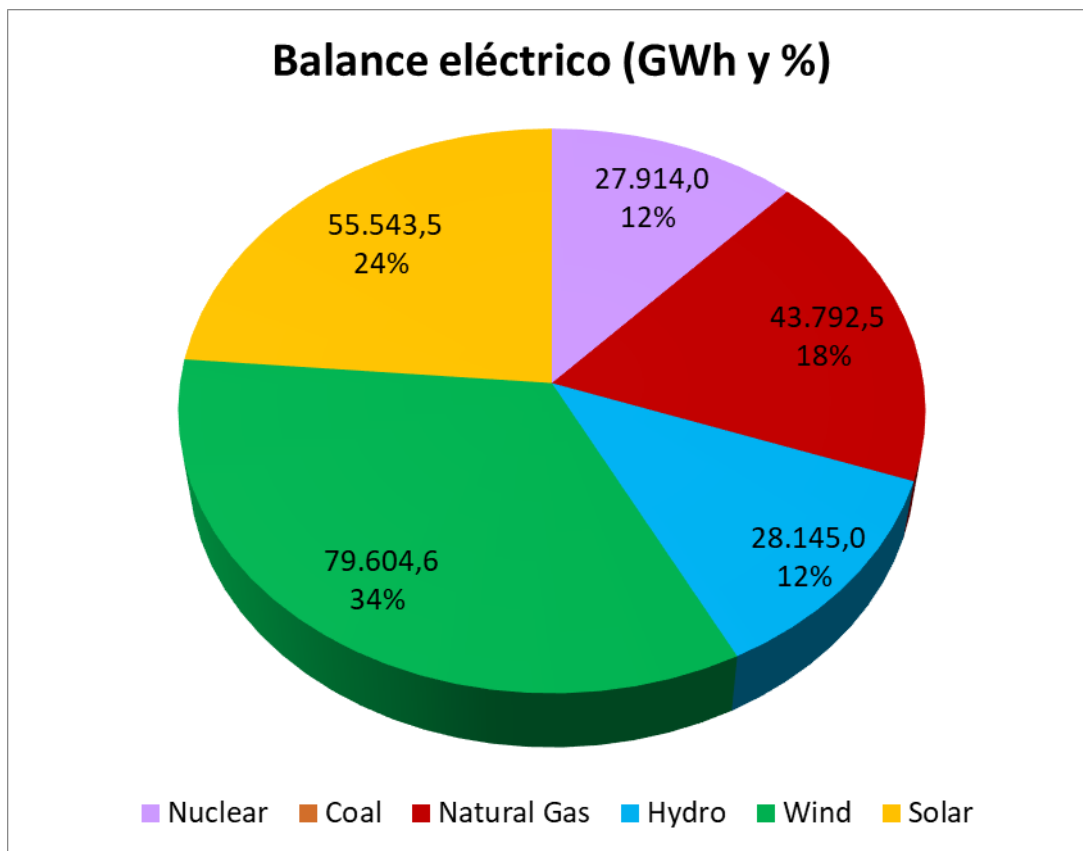


Figura 3.2 Balance eléctrico anual peninsular del Caso 1 (Fuente: elaboración propia)

Las siguientes figuras muestran la curva agregada de generación y el vertido horario de origen renovable respectivamente. En la primera (Figura 3.3), se puede ver cómo las centrales nucleares producen de forma constante a lo largo de todo el periodo. La generación de electricidad en este caso se podría describir de la siguiente manera: la generación nuclear es constante y cubre parte de la base de la demanda. La mayoría de la demanda queda cubierta por las energías solar y eólica. El gas natural y la generación hidráulica ajustan la producción a la demanda. La producción de gas natural es relativamente constante y se suele mantener entre 3 y 10 GW, pero con picos ocasionales, en los que la generación renovable es menor, alcanzando potencias superiores a 24,40 GW. La demanda máxima es de 39,76 GW y la mínima de 16,39 GW.

La siguiente, la Figura 3.4, muestra el vertido horario de origen renovable. Este es muy elevado. Su máximo, 54,5 GW, lo alcanza en la hora correspondiente al 1 de abril a las 2 de la tarde. Esto tiene sentido ya en los meses de primavera es cuando mayor generación renovable hay, son meses con potencia eólica y solar

considerable, a lo que se le suelen añadir lluvias que permiten mayor generación hidráulica. El vertido de cada de tecnología es proporcional a su producción en la hora en cuestión. Las zonas más oscuras muestran espacios temporales en los que también ha habido vertido por la noche debido a una generación eólica elevada.

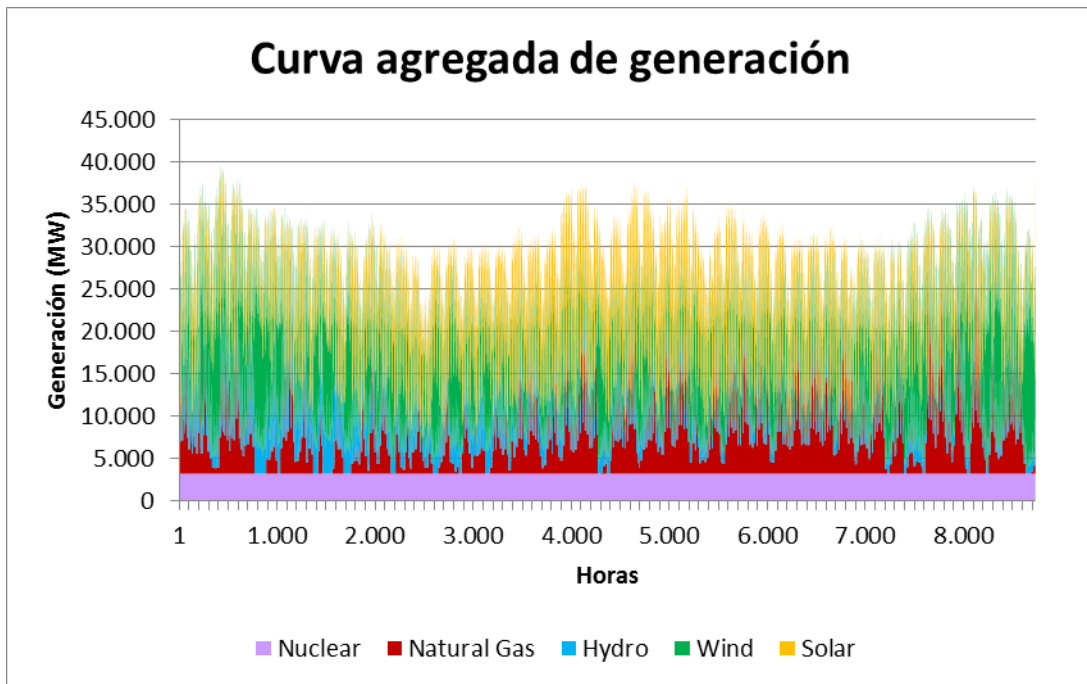


Figura 3.3 Curva agregada de generación del Caso 1 (Fuente: elaboración propia)

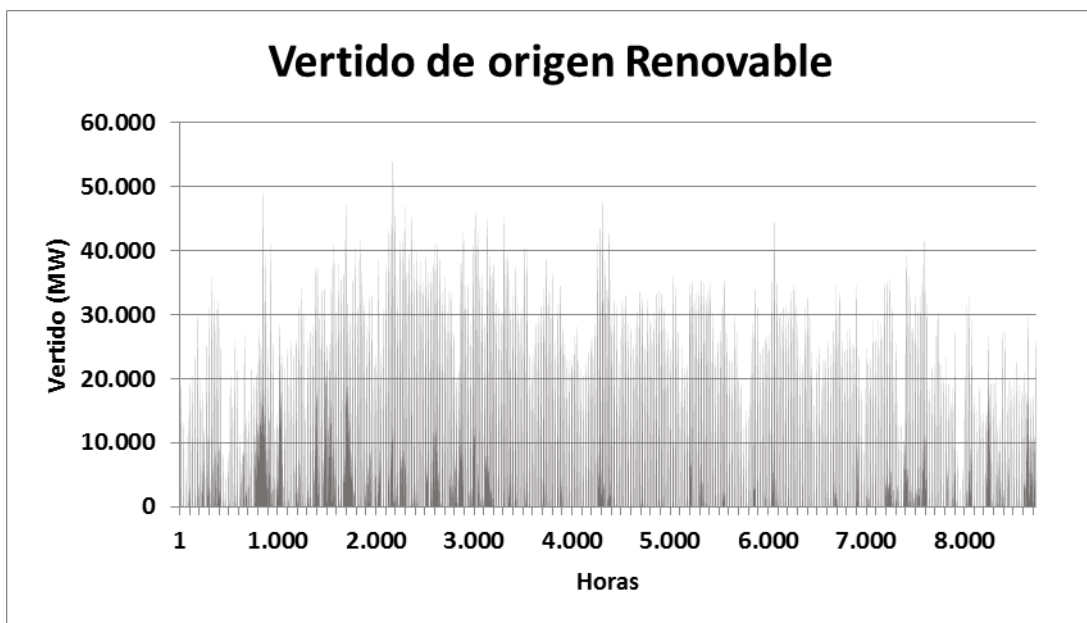


Figura 3.4 Vertido horario de origen renovable del Caso 1 (Fuente: elaboración propia)

Por último, las emisiones en este caso son de 16.203 kt de CO₂.

3.4.2 Caso 2 (Sustainable Transition 2040)

En este caso de estudio también existe un incremento en la potencia eólica y solar. Sin embargo, es el escenario en que menos aumenta la potencia solar. Lo que caracteriza este caso es un descenso de precio en el carbón y en el gas natural, así como también un precio de las emisiones no tan elevado como en los otros 2 casos. El precio de las emisiones de CO₂ es de 45 €/t y el incremento de la demanda con respecto a 2017 es del 16%. El resto de los cambios con respecto al caso base se pueden encontrar la Tabla 3.8.

Potencia instala de energías renovables (MW)			
Eólica	Solar térmica	Solar Fotovoltaica	Hidráulica
39.561	3.363	34.263	23.050
Variación de precios de combustible			
Nuclear	Carbón	Gas natural	
0%	-21,7%	-9,8%	
Potencia instala de centrales térmicas (MW)			
Nuclear	Carbón	Gas natural	
3.100	0	24.560	

Tabla 3.8 Tabla resumen del Caso 2 (Fuente: elaboración propia)

Siguiendo el esquema del caso 1, a continuación, en la Figura 3.5 muestra el balance el balance eléctrico dónde se puede ver que en este caso las energías renovables cubren el 63% de la demanda. El gas natural, presenta un incremento significativo, ya que pasa de cubrir el 18 % de la demanda a su cubrir el 25%, pasando a ser la segunda tecnologías que más demanda cubre. La producción de

energía eléctrica hidráulica y nuclear es significativamente menor, juntas no llegan al 25 % de la generación.

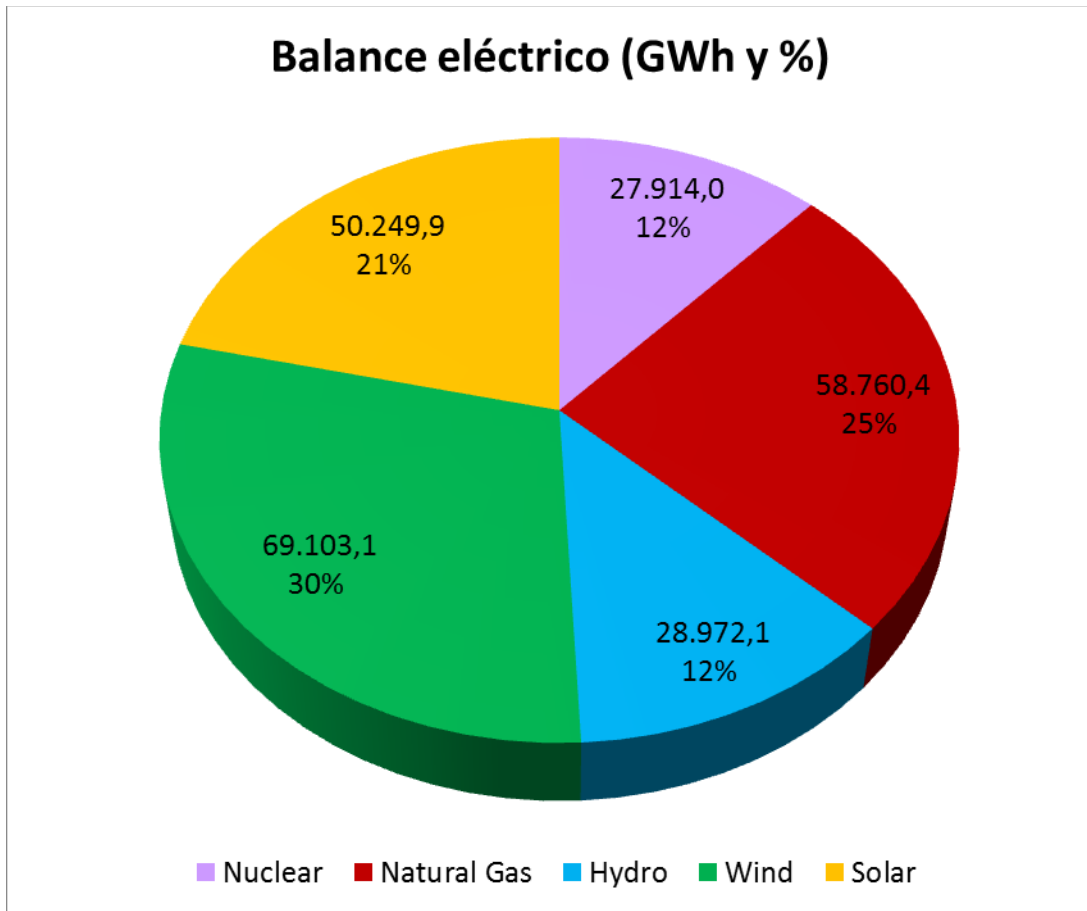


Figura 3.5 Balance eléctrico anual peninsular del Caso 2 (Fuente: elaboración propia)

En la siguiente figura se muestra la curva agregada de generación. La energía nuclear cubre parte de la base de la demanda. La energía solar y eólica cubren la mayor parte de la demanda y la generación con gas natural termina de ajustar la generación. La producción con esta tecnología es más constante que en el caso anterior, con una producción media de 6,73 GW. Al igual que en el Caso 1, presenta picos en los momentos en los que la generación renovable es menor. Este escenario tiene una producción con gas natural mayor que el anterior en parte debido a la disminución de coste. La demanda máxima es de 39,76 GW y la mínima de 16,39 GW.

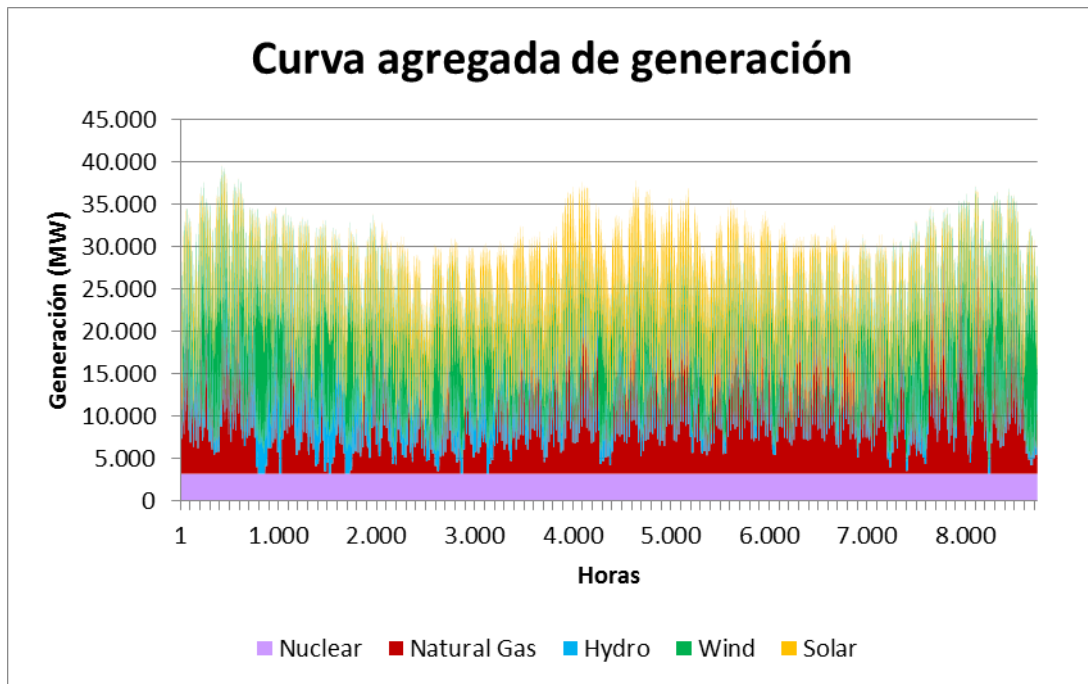


Figura 3.6 Curva agregada de generación del Caso 2 (Fuente: elaboración propia)

La siguiente figura muestra el vertido e origen renovable, que muestra un patrón muy similar al del Caso 1 pero con valores menores.

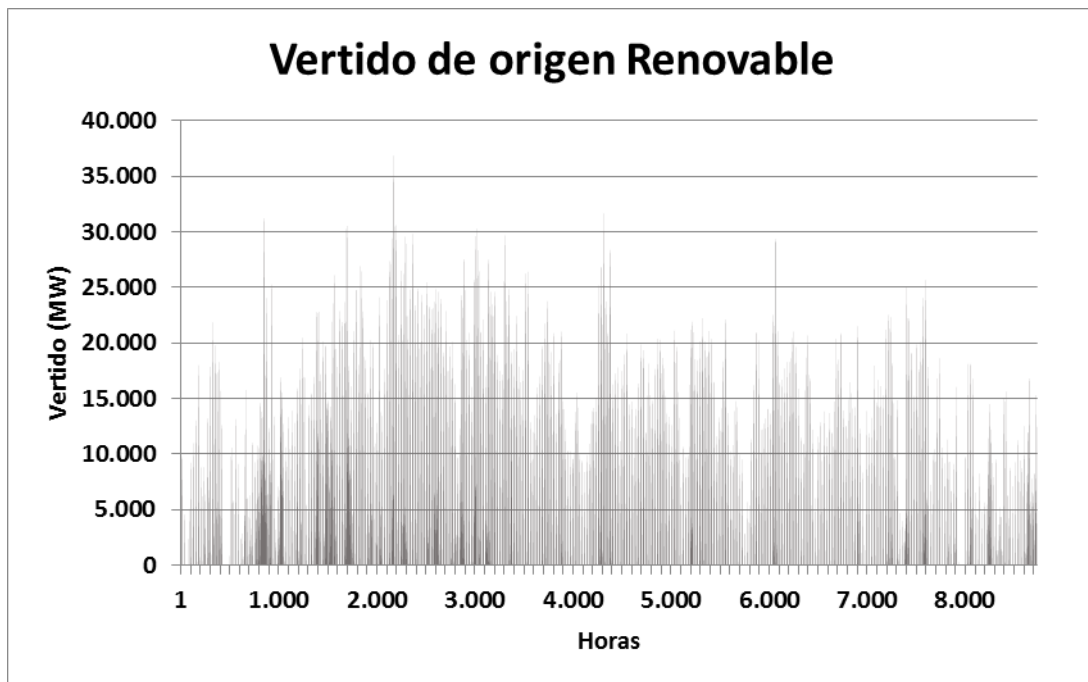


Figura 3.7 Vertido horario de origen renovable del Caso 2 (Fuente: elaboración propia)

En este caso las emisiones de CO₂ son de 21.741 kt.

3.4.3 Caso 3 (Distributed Generation 2040)

El caso 3, el último caso, simula una situación en la que en la generación de electricidad los *prosumers* tienen un papel relevante. Es por esto por lo que no hay incremento en la potencia instalada de tecnología termosolar, y es el caso en el que menor incremento de potencia eólica hay. Sin embargo, es el caso en el que más aumenta la demanda, un 27%. El precio de las emisiones de CO₂ es de 80 €/t.

Potencia instala de energías renovables (MW)			
Eólica	Solar térmica	Solar Fotovoltaica	Hidráulica
35.241	2.300	44.604	23.050
Variación de precios de combustible			
Nuclear	Carbón	Gas natural	
0%	21,7%	60,7%	
Potencia instala de centrales térmicas (MW)			
Nuclear	Carbón	Gas natural	
3.100	0	24.560	

Tabla 3.9 Tabla resumen del caso 3 (Fuente: elaboración propia)

A continuación, en la Figura 3.8, se muestra el balance eléctrico del caso 3, en el que las energías renovables cubren el 59% de la demanda total. A diferencia de los casos anteriores, la tecnología que más contribuye a satisfacer la demanda no es renovable, sino que es el gas natural. Esto se debe a que el incremento de potencia instalada de eólica no es suficiente para cubrir el incremento de la demanda, y el efecto del gran aumento de potencia solar instalada queda coartado por el vertido de origen renovable durante el día. Como el gas natural es la única tecnología no intermitente disponible, se satisface el resto de la demanda con su

generación a pesar de que su precio sea elevado. Esto también se puede apreciar en la siguiente figura, que muestra la curva agregada de generación.

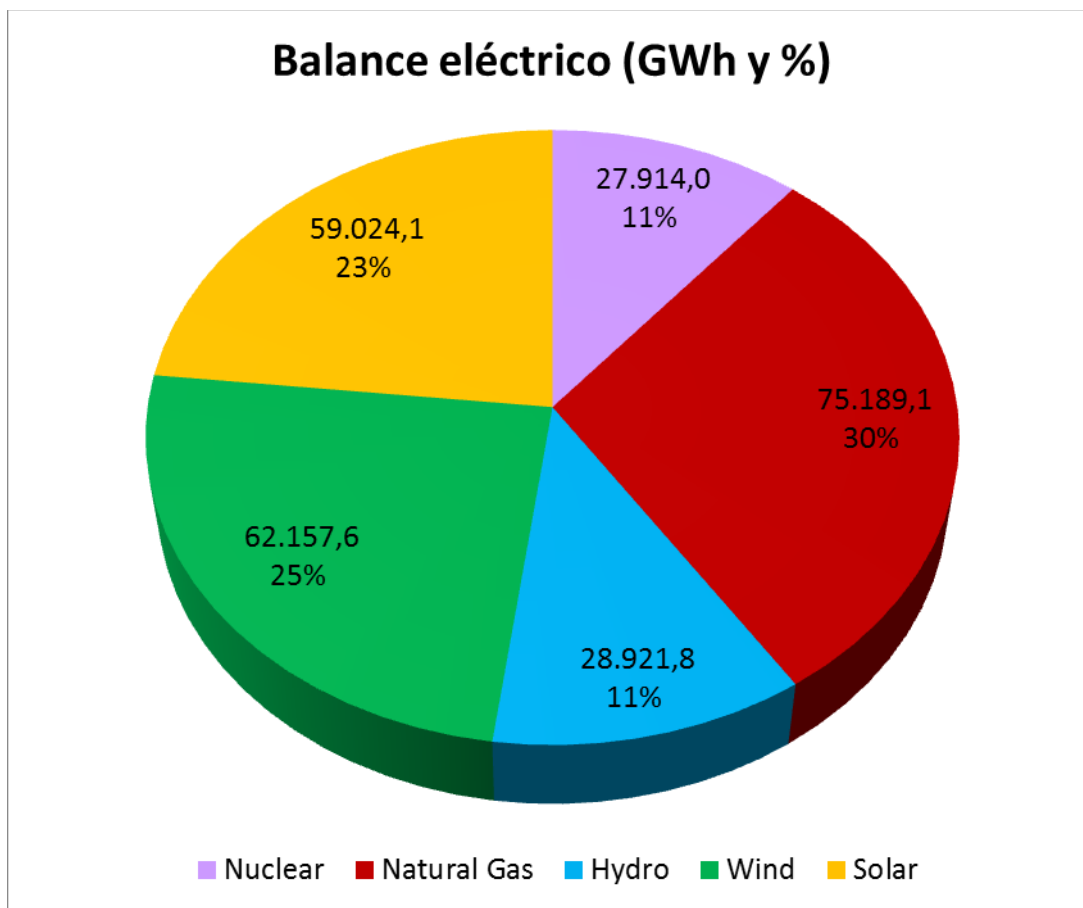


Figura 3.8 Balance eléctrico anual peninsular del Caso 3 (Fuente: elaboración propia)

En la siguiente figura se puede ver cómo la producción de energía eléctrica por parte del gas natural es superior a los casos anteriores. La energía nuclear sigue siendo constante, cubriendo la base de la demanda. Este caso, presenta de manera clara, menor producción eólica, en ocasiones apoyada por la producción hidráulica para satisfacer la demanda en los casos en los momentos en los que no hay producción solar. La producción máxima de estas tecnologías es de 42,84 GW y la mínima de 17,66 GW, esos son datos mayores que en los anteriores casos debido al incremento de la demanda.

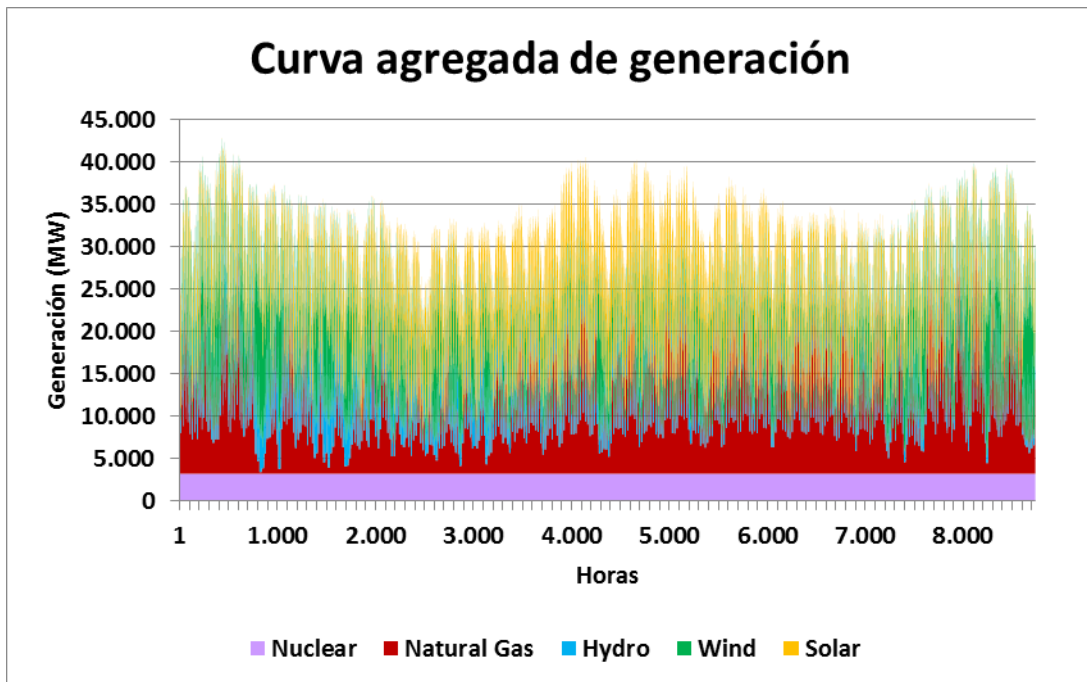


Figura 3.9 Curva agregada de generación del Caso 3 (Fuente: elaboración propia)

La figura que se muestra a continuación representa el vertido de origen renovable. El patrón se diferencia de los casos anteriores, en que su parte inferior es más clara. Esto se debe a que la potencia eólica instalada es menor en estos casos, lo que se traduce en una reducción del vertido nocturno.

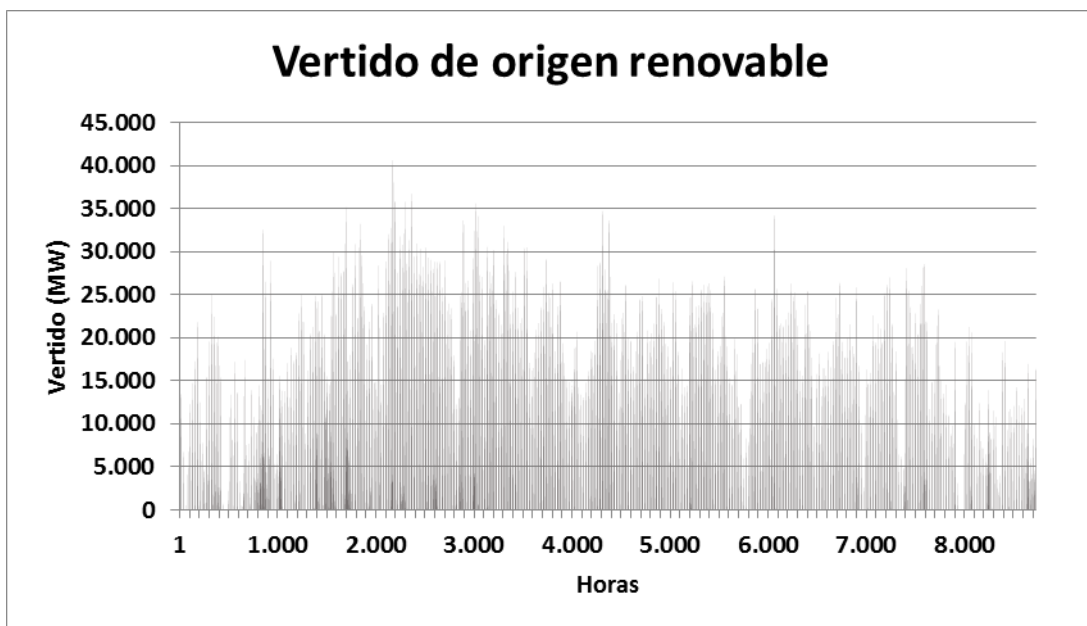


Figura 3.10 Vertido horario de origen renovable del Caso 3 (Fuente: elaboración propia)

Las emisiones en este caso de estudio son de 27.820 kt de CO₂.

3.4.4 Comparativa

En este subapartado se va a realizar un análisis comparativo de los resultados de cada caso expuestos en el subapartado anterior.

Al comienzo de este apartado se comentó que se habían realizado dos simulaciones por caso. La primera considerando todos factores estimados para 2040 en cada caso, y la segunda, sin considerar los cambios en la potencia térmica instalada. En la siguiente imagen se pueden ver los resultados de dichas simulaciones. Tanto en el Caso 1*¹³ como en el Caso 2*, no existe generación eléctrica con carbón, sin embargo, en el Caso 3*, de haber centrales de carbón en funcionamiento habría algún momento en el que entrarían en el mix eléctrico. No obstante, la producción de carbón del Caso 3* es mínima.

Otro aspecto a destacar en estos casos es que la producción de las centrales nucleares es bastante elevada, eso repercute en la generación eléctrica con gas natural, lo que a su vez tiene impacto positivo en las emisiones de CO₂.

¹³ “*” indica que en la simulación de dicho caso no se han considerado los cambios en la potencia instalada de las tecnologías térmicas.

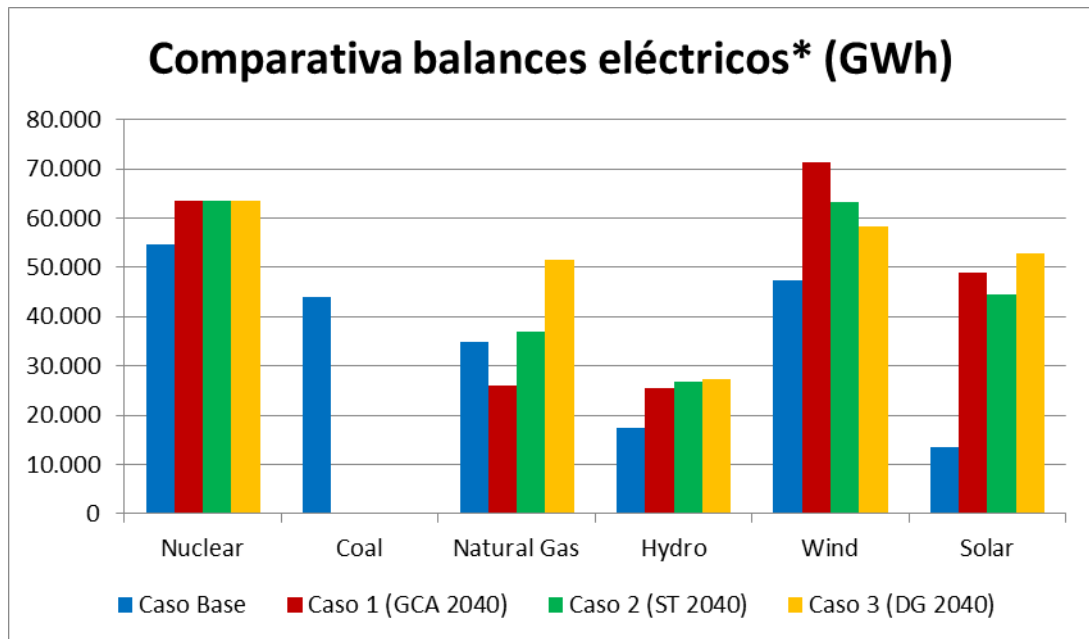


Figura 3.11 Comparativa de los casos de estudio sin considerar los cambios en la potencia instalada de las tecnologías térmicas (Fuente: elaboración propia)

La siguiente imagen muestra la comparativa de los casos de estudio considerando todos los factores. En los tres casos hay una gran producción de con energía solar, sobre todo en el Caso 1 y en el Caso 3.

También se puede observar cómo a pesar de que hay la misma potencia instalada de gas natural en los 4 casos, los 3 casos de estudio presentan valores mucho más elevados, y el Caso 3 en particular.

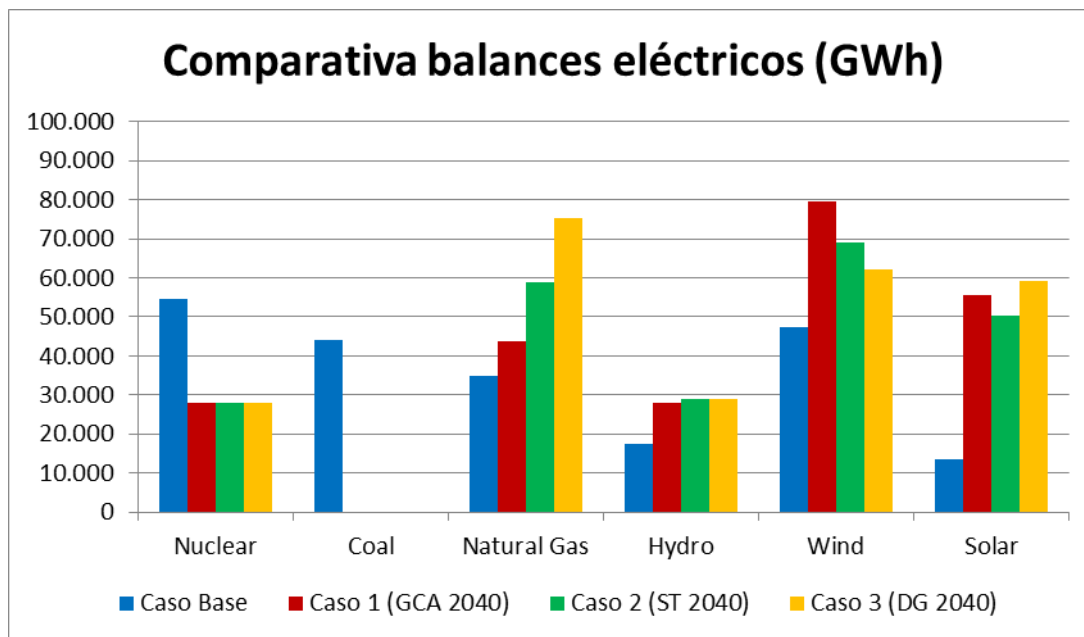


Figura 3.12 Comparativa del balance eléctrico de los casos de estudio (Fuente: elaboración propia)

Otra conclusión que se puede sacar a partir de la Figura 3.12 es que a pesar de que los 3 casos de estudio tengan más potencia hidráulica instalada, su producción es menor. Esto se debe al vertido de producción renovable.

Por último se puede ver que el Caso 3 presenta menos producción a partir de la tecnología eólica, esto se debe a que es el caso en el que el incremento de potencia eólica instalada es menor.

Si se comparan la Figura 3.11 y la Figura 3.12 se puede observar que la generación eléctrica a partir del carbón queda fuera del mapa en todos los escenarios para 2040, ya que el precio del mismo y de las emisiones de CO2 provocarán que deje ser rentable. No sucede lo mismo con la energía nuclear. En los casos en los que se ha simulado mayor potencia nuclear instalada, esta producía a niveles máximos.

En la siguiente figura se muestra una comparativa del vertido de origen renovable en cada caso junto a su demanda correspondiente.

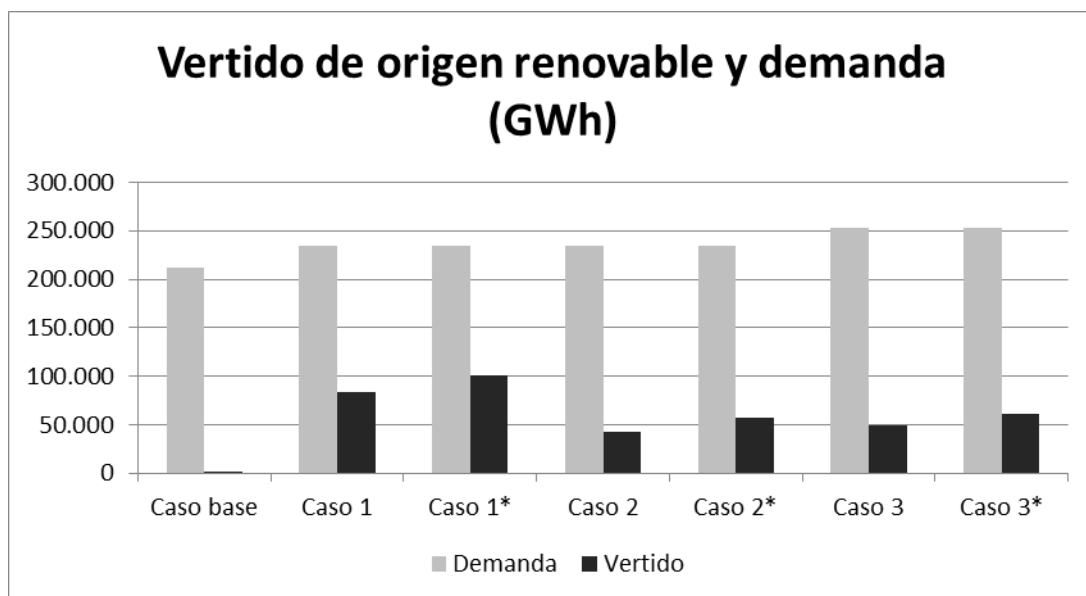


Figura 3.13 Comparativa del vertido renovable de los casos de estudio (Fuente: elaboración propia)

El vertido de producción renovable varía en función de las potencias renovable y nuclear instaladas. En los casos en los que hay mayores potencias renovable y nuclear instaladas el vertido es mayor. El caso con mayor vertido es el Caso 1* con 129.610 GWh y el Caso 2, el de menor, con menos de la mitad, 61.948 GWh. En el primero este vertido supone más de un 55% de la demanda y en el segundo un 26%.

En cuanto a las emisiones, la siguiente tabla muestra la comparativa de a emisiones de los distintos casos de estudio y también considera los casos en los que la potencia instalada considerada es la del caso base.

Emisiones de CO2 (kt) y reducción frente a 1990 (%)		
Caso base	54.775	-
1990 [27]	52.572	-
Caso 1	16.203	69
Caso 1*	9.579	82
Caso 2	21.741	59
Caso 2*	13.667	74

Caso 3	27.820	47
Caso 3*	19.019	64

Tabla 3.10 Emisiones de CO2 según el caso de estudio (Fuente: elaboración propia)

Una conclusión clara que se puede sacar de la Tabla 3.10 es que en todos los escenarios se disminuyen las emisiones de CO2 con respecto al Caso base. También se puede ver que el cierre de centrales nucleares afecta de manera negativa a las emisiones de CO2. Esto se debe a que el hueco térmico que no quede cubierto por la generación de electricidad de las centrales nucleares quedará cubierto por la generada a partir de gas natural.

De los 3 casos de estudio (que consideran la variación de potencia instalada de las centrales térmicas), el Caso 1 es en el que las emisiones son menores. Esto se debe a que tiene el mayor que el incremento de potencia solar y eólica instalada, por lo tanto tiene una menor generación con gas natural, y al alto precio de las emisiones de CO2 (126 €/t). En todos los casos salvo en el Caso 2 y en el Caso 3 se logra el objetivo de reducción de las emisiones de CO2 para 2040, una reducción igual o superior al 60% de las emisiones respecto a 1990 (asociadas a la generación eléctrica).

4. Conclusiones

En este apartado se van a exponer las conclusiones a las que se ha llegado con la realización de este TFM. El objetivo de este proyecto ha sido el de cuantificar el impacto de varios factores sobre el hueco térmico. Los factores que se han considerado han sido los siguientes: potencia instalada de los generadores térmicos, precio de las emisiones de CO₂, coste del combustible y la generación por parte de las tecnologías renovables.

Para poder medir el impacto de los factores en cuestión ha sido necesario construir un caso base, y posteriormente modificar ese caso para obtener unos resultados distintos que reflejen otro escenario.

En la construcción del Caso base las fuentes principales han sido REE y ESIOS. Es importante encontrar fuentes oficiales de las que obtener los datos, en la medida de lo posible. En caso de que no pueda ser así, contrastar la información de distintas fuentes siempre es aconsejable.

A la hora de comprobar la validez de los resultados es recomendable hacerlo a nivel general. En este TFM, para validar los resultados del Caso base, primero se ha comprobado si el balance eléctrico obtenido con la simulación era coherente con el real (de 2017). Este ha sido el caso con la generación de las centrales nucleares. Sin embargo, con la generación centrales de carbón y gas natural no ha sido así, por lo que ha sido necesario entrar al detalle para intentar encontrar el motivo de dicha discrepancia. En este caso particular, la diferencia se debía a que en el modelo no se contemplaba la variación del precio del combustible en un periodo determinado.

Las emisiones de CO₂ también obtenidas en la simulación del Caso base eran superiores a las realmente obtenidas en 2017. La discrepancia se debía a que al obtener una generación eléctrica de carbón superior (tecnología con mayor factor de emisiones que el gas natural), las emisiones de CO₂ aumentaban.

La energía nuclear sigue siendo una opción viable en 2040 según los resultados obtenidos. Sería positivo tanto para el coste de operación como para las emisiones de CO₂ aumentar su potencia hasta un punto cercano a la mínima demanda anual.

El gas natural juega un papel muy importante a la hora de satisfacer la demanda debido a su gran flexibilidad de operación. No obstante, su generación sigue siendo bastante elevada en todos los escenarios, lo que supone un elevado coste y, aunque sus emisiones no sean tan elevadas como las del carbón (0,95 t/MWh) siguen siendo considerables (0,37 t/MWh). La generación a partir del gas natural podría disminuirse con el uso de la energía nuclear reduciendo las emisiones de CO₂ y el coste operación. Es decir, para cumplir con la descarbonización hay dos opciones: cubrir gran parte de la base de la demanda con la generación nuclear o depender en mayor medida del gas natural, lo que conllevaría más emisiones y un coste de operación superior.

El sistema peninsular español tiene un gran potencial solar, que hoy en día no está muy explotado. Sin embargo, el principal problema estaría en la intermitencia de esta tecnología. Durante los periodos en los que no hubiese generación solar y tampoco hubiese suficiente generación hidráulica o eólica, la demanda quedaría cubierta en gran medida por generadores térmicos, con un coste operación superior y un incremento en las emisiones. Esta es la razón por la que no es conveniente apostar por una única tecnología renovable. Esto se puede observar en los casos 3 y 3*, en los que a pesar de haber una gran potencia solar instalada, las emisiones son significativamente superiores a los otros casos.

Otro aspecto a considerar es el vertido de origen renovable que, durante el día, prácticamente a diario hay. Esto se debe a la gran cantidad de potencia instalada solar.

El almacenamiento de energía podría paliar ambos problemas. En los momentos en los que hubiese vertido se almacenaría el excedente de energía, permitiendo su uso en las horas de carencia, como por la noche, que no existe producción a partir de la tecnología fotovoltaica.

En el Caso 3, en el que la iniciativa es individual, es posible que los *prosumers* además de instalar paneles solares fotovoltaicos también instalasen baterías. Esto tendría un impacto positivo en el balance eléctrico ya que habría una nueva tecnología, "baterías", que satisficaría la demanda en momento donde no estuviese disponible la luz solar. Esto también ayudaría a los *prosumers* a sacar rentabilidad a la inversión. Y, además, reduciría las emisiones de CO₂ dado que disminuiría la producción con gas natural.

También existe un potencial eólico considerable que está más explotado, pero puede incrementarse. Únicamente hay un escenario, (Caso 1) en el que se incluya generación eólica off-shore, que es el caso en el que más demanda queda cubierta por la generación eólica. Esta podría ser una opción interesante ya que la energía eólica off-shore tiene menos intermitencia que on-shore. No obstante, debido a que la plataforma continental en España es escasa, esta opción no resulta viable.

El mix eléctrico del sistema peninsular español sufrirá cambios en las próximas décadas. Estos cambios vendrán influenciados por las políticas europeas y nacionales, así como también por los avances tecnológicos en el sector. Un ejemplo de esto ya se puede ver hoy día con el creciente uso de los vehículos eléctricos, que están cambiando la curva de demanda.

5. Bibliografía

- [1] Comisión Europea. *Una economía baja en carbono para 2050* [Online]. https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_es
- [2] Banco Mundial. *Emisiones CO2 (kt)*. [Online] <https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.KT>
- [3] REE. *Potencia eléctrica instalada (archivo de datos .xslm)*. 2018. [Online] <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales#>
- [4] ENTSO-e. *ENSTO Scenario 2018 Generation Capacities (archivo de datos .xslm)*. 2018. [Online] <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>
- [5] Comisión de Expertos de Transición Energética. *Análisis y propuestas para la descarbonización*. 2018. [Online]. http://www6.mityc.es/aplicaciones/transicionenergetica/informe_cexpertos_20180402_veditado.pdf
- [6] ENTSO-g (European Network of Transmission System Operators for Gas), ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity 2018). *TYNDP 2018 Scenario Report*. 2018
- [7] IIT Universidad Pontificia Comillas . *TEPES*. [Modelo]. 2018. Madrid.
- [8] ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity). *Maps & Data*. [Online] <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>
- [9] A. Ramos. *TEPES Model (Long-Term Transmission Expansion Planning Model for an Electric System)*. [Online] <https://www.iit.comillas.edu/aramos/TEPES.htm>
- [10] R. Espejo. *Generation of random electricity transmission networks*. TFM Universidad Pontificia Comillas. 2016.
- [11] Gestión de Operaciones. *Método de Descomposición de Benders*. 2016. [Online] https://www.gestiondeoperaciones.net/programacion_lineal/metodo-de-descomposicion-de-benders/
- [12] BOE núm. 191, de 10/08/2012. Art 4.5.
- [13] REE (Red Eléctrica de España). *Novedades regulatorias y estado de propuestas de procedimientos de operación*. 2010. [Online].

<http://www.aeeolica.org/uploads/documents/67-11-marzo-2010-xxx-reunion-ctosei-ree-novedades-regulatorias-y-estado-de-propuestas-de-procedimientos-de-operacion.pdf>

- [14] REE (Red Eléctrica de España). *Seguimiento de la demanda de energía eléctrica*. [Online] <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/total>
- [15] ESIOS (sistema de información del operador del sistema). *DEMANDA PROGRAMADA P48 TOTAL (archivo de datos .xls)*. 2017.
- [16] ESIOS (sistema de información del operador del sistema). *GENERACIÓN PROGRAMADA P48 EÓLICA (archivo de datos .xls)*. 2017
- [17] ESIOS (sistema de información del operador del sistema). *GENERACIÓN PROGRAMADA P48 SOLAR TÉRMICA (archivo de datos .xls)*. 2017
- [18] ESIOS (sistema de información del operador del sistema). *GENERACIÓN PROGRAMADA P48 SOLAR FOTOVOLTAICA (archivo de datos .xls)*. 2017
- [19] ESIOS (sistema de información del operador del sistema). *GENERACIÓN PROGRAMADA P48 UGH + NO UGH (archivo de datos .xls)*. 2017
- [20] REE. *Balance eléctrico (archivo de datos .xls)*. 2018. [Online] <http://www.REE.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales>
- [21] REE (Red Electrica de España). *El sistema eléctrico español, avance 2017*. 2017.
- [22] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Sede electrónica. *Registro de productores de energía eléctrica (archivo de datos .csv)*. 2018. [Online] <https://sede.minetur.gob.es/es-ES/datosabiertos/catalogo/registro-productores-electrica>
- [23] ESIOS (sistema de información del operador del sistema). *GENERACIÓN PROGRAMADA P48 COGENERACIÓN (archivo de datos .xls)*. 2017

- [24] OMIE. *Zips mensuales con curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario incluyendo unidades de oferta (archivo de datos . xlsx)*. 2017
- [25] REE. *Seguimiento de la demanda de energía eléctrica*. [Online] <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/acumulada/2018-05-17>
- [26] OMIE. *Mínimo, medio y máximo precio mercado diario*. [Online] http://www.omie.es/reports/index.php?report_id=211#
- [27] REE (Red Eléctrica de España). *Emisiones de CO2 asociadas a la generación (archivo de datos .xlsx)*. 2018. [Online] <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales>
- [28] WÄRTSILÄ. *Combustion Engine vs Gas Turbine: Part Load Efficiency and Flexibility*. 2013. [Online] <https://www.wartsila.com/energy/learning-center/technical-comparisons/combustion-engine-vs-gas-turbine-part-load-efficiency-and-flexibility>
- [29] Pamela J.W. Gore. *Carbon, Climate & Energy Resources. Unit 4, Carbon Dioxide Production from Burning Fossil Fuels*. 2016.
- [30] Sendeco. *Precios CO2 (archivo de datos .xlsx)*. 2018. [Online]. <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>
- [31] Foro Nuclear, Foro de la Industria Nuclear Española. *Resultados nucleares de 2017 y perspectivas de futuro*. Apartado 1.5. 2018
- [32] Page, D. (20 de noviembre de 2017). *La central nuclear de Cofrentes parará tres meses en plena subida de la electricidad*. El independiente. [Online]. <https://www.elindependiente.com/economia/2017/11/20/la-central-nuclear-de-cofrentes-estara-parada-tres-meses-tras-varios-fallos-en-plena-subida-de-la-electricidad/>
- [33] ESIOS (sistema de información del operador del sistema). *GENERACIÓN PROGRAMADA P48 NUCLEAR*. [Online] [https://www.esios.ree.es/es/analisis/74?vis=1&start_date=01-012017T00%](https://www.esios.ree.es/es/analisis/74?vis=1&start_date=01-012017T00%00)

[3A00&end_date=30-12-2017T23%3A50&compare_start_date=31-12-2016T00%3A00&groupby=hour](#)

- [34] ENTSO-e. *TYNDP 2018, MAF2017 Market Data (archivo de datos .xism)*. 2017. [Online] https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP2018_MAF_2017_Market%20Data_provisional.xlsx
- [35] Comisión Europea. *Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE)*. [Online] https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_es
- [36] Ministerio de industria, turismo y comercio. *Planificación energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015 – 2020*. Tabla 3.9. 2014.
- [37] ENTSO-e. *TYNDP 2018 – Project Sheets*. [Online] <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/>
- [38] ENTSO-e. *European Power System 2040. Completing the map*. Figure 18. 2018.

Manuel
Buitrón
Prats

OPERACIÓN DEL SISTEMAS ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL EN 2040

