



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**Análisis de futuros escenarios de
generación de electricidad en
España**

Autor: Íñigo Rivier Lecea

Director: María Inmaculada Blázquez García

Madrid

Julio de 2019

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

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

El autor D. Íñigo Rivier Lecea DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Análisis de futuros escenarios de generación de electricidad en España, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2. 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.

3. 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*).

4. 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.

5. 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.

6°. 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 16 de Julio de 2019

ACEPTA

Fdo

Íñigo Rivier

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

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título *Análisis de futuros escenarios de generación de electricidad en España* en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2019 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.:

Fecha: 16/ 07/2019

Íñigo Rivier

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.:

Fecha://

ANÁLISIS DE FUTUROS ESCENARIOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

Autor: Rivier Lecea, Íñigo.

Director: Blázquez García, Inmaculada

Entidad Colaboradora: OSPREL

RESUMEN DEL PROYECTO

La electricidad es actualmente una necesidad básica para el ser humano. Por ello es importante conocer, entender y analizar cómo se genera esta electricidad y cuáles son las perspectivas de futuro en este sector. Gracias a la competitividad que están alcanzando las tecnologías de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, es previsible que haya un gran cambio en la configuración del parque eléctrico.

Son varios los estudios que en este sentido están tratando de analizar cuál puede ser la evolución del parque de generación eléctrica en un horizonte de medio-largo plazo. Dicha evolución vendrá condicionada por la evolución de factores como los costes de las distintas tecnologías de generación eléctrica y de almacenamiento, la evolución de la demanda que dependerá principalmente del grado de avances en la eficiencia energética y en el grado de electrificación de sectores como la climatización y el transporte.

La penetración masiva de generación renovable en el sistema eléctrico presenta también ciertos retos asociados a la seguridad y fiabilidad de suministro debido al carácter no controlable e intermitente de las fuentes renovables, principalmente de la irradiación solar para la generación solar fotovoltaica y el viento para la generación eólica.

El objetivo de este proyecto es contribuir a este tipo de estudios, para un horizonte 2020-2050. Para ello se ha desarrollado un modelo de optimización teniendo en cuenta las restricciones de seguridad de suministro, límites de emisiones y cuotas mínimas de producción anual con fuentes renovables. Este modelo se ha usado para analizar qué factores pueden influir para que le resulte más rentable al sistema apostar por unas tecnologías u otras, o como dependen las inversiones en cada tecnología de factores como el coste de las tecnologías, la tasa de descuento considerada, etc.

El modelo se ha programado en lenguaje GAMS. El modelo parte de unos ciertos parámetros: costes de inversión, costes de operación y mantenimiento, y los costes de producción de cada tecnología de generación y almacenamiento. Teniendo en cuenta estos parámetros el modelo optimiza el coste para el horizonte completo de estudio de hacer frente

a la demanda eléctrica. El modelo representa cada año por medio de un conjunto de semanas representativas, que se modelan con detalle horario. El modelo trabaja con un perfil medio histórico determinista por semana de aportaciones hidráulicas y de producciones solar y eólica. Para tener en cuenta la aleatoriedad que presentan en la realidad estos factores, el modelo considera una restricción explícita de requisito de garantía de suministro construida a partir de los coeficientes de firmeza (potencia que puede garantizar una tecnología en situaciones críticas) de cada tecnología.

El modelo contempla así mismo, por medio de restricciones al problema de optimización, los compromisos de España con la Unión Europea firmados en el acuerdo de París de 2015, un acuerdo sobre el clima que consiste básicamente en fomentar la energía renovable para reducir las emisiones de CO₂.

Hay que tener en cuenta que el modelo desarrollado en este proyecto presenta ciertas carencias, que, aunque puedan tener consecuencias limitadas, siempre es importante tenerlas presentes para interpretar correctamente los resultados. A lo largo del proyecto se ha hecho especial mención a ellos para que el lector pueda calibrar mejor el sentido de los resultados. Muchas de esas carencias obedecen a limitaciones de tamaño del modelo o del esfuerzo computacional que requeriría tratarlas, por lo que se ha optado por aproximaciones o simplificaciones.

La mayor parte de los valores con los que se ha alimentado el modelo y construido los escenarios de estudio se han obtenido de fuentes públicas. Hay que tener en cuenta que muchos de estos parámetros son solo una estimación, ya que a futuro no se conoce su valor exacto. Se han realizado distintos análisis de sensibilidad a algunos de estos parámetros para analizar cómo cambia la configuración del parque en función de la variación de ciertos parámetros.

Los estudios previos similares a los que se ha tenido acceso suelen optimizar la evolución del parque para una serie determinada de años representativos aislados del horizonte temporal de estudio. El modelo desarrollado en este proyecto contempla sin embargo la optimización conjunta para todo el horizonte de tiempo considerado de todos los años representativos. Esto permite ser más realista en cuanto a la representación del parque.

Los resultados que se obtienen en este modelo son completamente diferentes a la configuración actual del sistema. Se aprecia una penetración enorme de la energía renovable, debido principalmente a la disminución en sus costes de inversión. También llama la atención la aparición de las baterías como tecnología de almacenamiento que permita lidiar con la intermitencia de las fuentes renovables.

Concluir que gracias a este modelo uno se puede hacer una idea de cuál es la tendencia a la que este sector está yendo.

ANALYSIS OF FUTURE ELECTRICITY GENERATION SCENARIOS IN DECARBONIZED POWER SYSTEM: A GENERATION EXPANSION OPTIMIZATION-TOOL BASED APPROACH.

Author: Rivier Lecea, Íñigo.

Director: Blázquez García, Inmaculada

Collaborating Entity: OSPREL

SUMMARY

Nowadays electricity is a basic need for the human being. Therefore, it is important to know, understand and analyze how this electricity is generated and what are the future prospects in this sector. Thanks to the competitiveness that is being achieved by electricity generation technologies from renewable sources, it is foreseeable that there will be a big change in the configuration of the power park.

There are several studies that in this sense are trying to analyze what can be the evolution of the power generation park in a medium-long term horizon. This evolution will be conditioned by the evolution of factors such as the costs of the different technologies of electricity generation and storage, the evolution of demand that will depend mainly on the degree of progress in energy efficiency and the degree of electrification of sectors such as air conditioning and the transport.

The massive penetration of renewable generation in the electrical system also presents certain challenges associated with the safety and reliability of supply due to the non-controllable and intermittent nature of renewable sources, mainly solar irradiation for photovoltaic solar generation and wind for generation wind.

The objective of this project is to contribute to this type of studies, for a 2020-2050 horizon. To this end, an optimization model has been developed taking into account supply security restrictions, emission limits and minimum annual production quotas with renewable sources. This model has been used to analyze what factors can influence to make it more profitable for the system to bet on some technologies or others, or how investments in each technology depend on factors such as the cost of technologies, the discount rate considered, etc.

The model has been programmed in GAMS language. The model is based on certain parameters: investment costs, operation and maintenance costs, and the production costs of each generation and storage technology. Taking these parameters into account, the model optimizes the cost for the complete study horizon of coping with the electricity demand. The

model represents each year through a set of representative weeks, which are modeled in hourly detail. The model works with a determinist historical average profile per week of hydraulic contributions and solar and wind production. To take into account the randomness that these factors present in reality, the model considers an explicit restriction of the supply guarantee requirement based on the firmness coefficients (power that can be guaranteed by a technology in critical situations) of each technology.

The model also considers, by means of restrictions to the optimization problem, the commitments of Spain with the European Union signed in the Paris agreement of 2015, an agreement on the climate that consists basically of promoting renewable energy to reduce the emissions of CO₂

Keep in mind that the model developed in this project has certain shortcomings, which, although they may have limited consequences, it is always important to keep them in mind to interpret the results correctly. Throughout the project, special mention has been made of them so that the reader can better calibrate the meaning of the results. Many of these deficiencies are due to limitations in the size of the model or the computational effort that would be required to treat them, which is why we have opted for approximations or simplifications.

Most of the values with which the model has been fed and the study scenarios constructed have been obtained from public sources. Keep in mind that many of these parameters are only an estimate, since in the future its exact value is not known. Different sensitivity analyzes have been made to some of these parameters to analyze how the park configuration changes depending on the variation of certain parameters.

Previous studies similar to those that have been accessed tend to optimize the evolution of the park for a specific series of representative years isolated from the time horizon of the study. However, the model developed in this project contemplates joint optimization for all the considered time horizon of all the representative years. This allows to be more realistic in terms of the representation of the park.

The results obtained in this model are completely different from the current system configuration. There is a huge penetration of renewable energy, mainly due to the decrease in its investment costs. The emergence of batteries as a storage technology that allows dealing with the intermittency of renewable sources is also striking.

Índice de contenidos

Índice de contenidos	10
Índice de tablas	13
Índice de figuras	14
1. Introducción	15
2 Sistema eléctrico	17
2.1 Transporte	17
2.2 Generación	18
2.3 Distribución.....	19
2.4 Comercialización	19
3 Compromiso con la Unión Europea	21
3.1 Emisiones de gases de efecto invernadero.....	22
3.2 Energías renovables.	24
4 Descripción del modelo.....	25
4.1 Objetivos del modelo	25
4.2 Representación y organización temporal del modelo	25
4.3 Tratamiento de la incertidumbre	26
4.4 Modelado de las tecnologías	27
4.4.1 Generación térmica.....	27
4.4.2 Generación renovable intermitente (solar PV y eólica).....	28
4.4.3 Generación hidráulica.....	28
4.4.4 Almacenamiento	29
4.5 Modelado de las decisiones de inversión.....	29
4.6 Tratamiento de las instalaciones existentes al principio del periodo de estudio. 30	
4.7 Opciones de uso del modelo	31
4.8 Limitaciones del modelo.....	31
5 Formulación matemática del modelo	33
5.1 Índices	33

5.2	Parámetros/datos de entrada del usuario.....	33
5.2.1	Asociados al sistema.....	33
5.2.2	Asociados a las tecnologías de generación térmica.....	34
5.2.3	Asociados a las tecnologías de generación renovable intermitente.....	35
5.2.4	Asociados a las tecnologías de generación hidráulica.....	36
5.2.5	Asociados a las tecnologías de almacenamiento	36
5.3	Variables	38
5.4	Formulación de la Función Objetivo (FO) y de las restricciones del problema de optimización.....	40
6	Datos de partida.....	46
6.1	Demanda	46
6.2	Costes fijos y de inversión de las tecnologías de generación y de almacenamiento	51
6.3	Coefficiente de fiabilidad de las tecnologías (seguridad de suministro).....	51
6.4	Precio de los combustibles y de las emisiones.....	52
6.5	Costes de operación y mantenimiento	54
6.6	Disponibilidad de la potencia.....	54
6.7	Años útiles de las centrales	55
6.8	Potencia instalada.....	56
6.9	Eficiencia	57
6.10	Tasa de descuento	57
6.11	Precio de la energía no suministrada	58
7	Análisis de resultados.....	59
7.1	Años no concatenados.....	60
7.1.1	Potencia	60
7.1.2	Energía suministrada por cada tecnología	63
7.1.3	Costes.....	66
7.1.4	Ingresos por tecnologías	68
7.1.5	Costes igual a ingresos	68
7.2	Años concatenados.....	69
7.2.1	Potencia	69

7.2.2	Energía.....	70
7.2.3	<i>Costes</i>	72
7.2.4	Ingresos por tecnologías	74
7.2.5	Costes igual a ingresos	74
7.3	Emisiones de CO2.....	74
7.4	Comparación y conclusiones	75
8	Análisis de sensibilidad.....	78
8.1	Gestión de la demanda.....	78
8.2	Tasa de descuento	80
8.3	Baterías	81
8.3.1	Precio de las baterías	81
8.3.2	Contribución a la potencia firme	82
9	Referencias	84

Índice de tablas

Tabla 1: tonCO ₂ /MWh por tecnologías	23
Tabla 2: Cuota de generación renovable	24
Tabla 3: Coeficiente disponibilidad solar y eólica por meses	49
Tabla 4: Número de semanas representativas por meses.....	50
Tabla 5: Costes de inversión por tecnologías	51
Tabla 6: Coeficiente de fiabilidad por tecnologías	52
Tabla 7: Costes variables por combustible del gas y del carbón	53
Tabla 8: Costes variables de OYM por tecnologías	54
Tabla 9: Disponibilidad por tecnologías.....	55
Tabla 10: Años de vida útil por tecnologías	56
Tabla 11: Potencia instalada previa al estudio.....	56
Tabla 12: Potencia que se pierde a lo largo de los años	57
Tabla 13: Costes de inversión por tecnologías años no concatenados (millones de €)	66
Tabla 14: Costes variables por tecnologías años no concatenados (millones de €)	66
Tabla 15: Coste por garantizar el suministro años no concatenados (millones de €).....	67
Tabla 16: Ingresos por la potencia previa ya existente años no concatenados (millones de €).....	68
Tabla 17: Ingresos por potencia nueva años no concatenados (millones de €).....	68
Tabla 18: Costes totales del sistema años no concatenados (millones de €)	69
Tabla 19: Coste de inversión años concatenados (millones de €)	72
Tabla 20: Costes variables por tecnología años concatenados (millones de €).....	73
Tabla 21: Precio de la energía años concatenados (€/MWh)	73
Tabla 22: Coste de garantizar el suministro años concatenados (millones de €)	73
Tabla 23: Coste de garantizar la cuota de renovables años concatenados (millones de €)	73
Tabla 24: ingresos por la potencia previa existente años concatenados (millones de €)..	74
Tabla 25: Ingresos por la potencia nueva años concatenados (millones de €)	74
Tabla 26: Costes totales años concatenados (millones de €).....	74
Tabla 27: Emisiones de CO ₂ (millones de toneladas).....	75
Tabla 28: Estudio de costes de inversión por año (millones de €)	76
Tabla 29: Sensibilidad del ahorro económico en función de la gestión de la demanda (millones de €)	80
Tabla 30: Configuración del parque en función de la tasa descuento (GW)	80
Tabla 31: Configuración del parque en función del precio de las baterías (GW)	82
Tabla 32: Potencia instalada de ciclo y baterías en función de la firmeza de las baterías (GW)	82

Índice de figuras

Figura 1: Mapa eléctrico HV español.....	17
Figura 2: Mix Energético Español.....	18
Figura 3: Evolución de la demanda española.....	19
Figura 4: Evolución del CO2.....	23
Figura 5: Toneladas de CO2 generadas por las centrales eléctricas.....	24
Figura 6: Evolución de la demanda eléctrica anual en (TWh).....	47
Figura 7: Balance Energético Mensual (MW).....	48
Figura 8: Disponibilidad Energía Eólica por mes.....	48
Figura 9: Disponibilidad energía solar por mes.....	49
Figura 10: Curva de demanda eléctrica diaria (MW).....	50
Figura 11: Evolución coste de las emisiones (euros).....	53
Figura 12: Energía no suministrada (MWh).....	58
Figura 13: Potencia Invertida años no concatenados (GW).....	60
Figura 14: Potencia total instalada años no concatenados (GW).....	61
Figura 15: Coste por MWh producido.....	62
Figura 16: Energía producida años no concatenados (TWh).....	63
Figura 17: Vertidos años no concatenados (TWh).....	64
Figura 18: Energía producida por la tecnología de almacenamiento (TWh).....	65
Figura 19: Porcentaje de energía producida por fuentes renovables.....	65
Figura 20: Precio de la energía años no concatenados (€/MWh).....	67
Figura 21: Potencia Invertida (GW).....	69
Figura 22: Potencia instalada años concatenados (GW).....	70
Figura 23: Energía producida años concatenados (TWh).....	71
Figura 24: Vertidos años concatenados (TWh).....	71
Figura 25: Energía de almacenamiento años concatenados (TWh).....	72
Figura 26: Porcentaje de energía proveniente de fuentes renovables.....	72
Figura 27: Comparación entre ambos modelos de las emisiones de CO2 (kilo toneladas de CO2).....	75
Figura 28: Potencia instalada de tecnología solar y eólica en función de la gestión de la demanda (GW).....	79
Figura 29: Precio de la energía en función de la gestión de la demanda (€/MWh).....	79

1. Introducción

Uno de los sistemas más complejos creados por el ser humano es el sistema eléctrico. Es un sistema muy complejo de manejar debido principalmente a que se trabaja con un producto que no se puede almacenar a gran escala. Esto implica que toda la energía que se produzca tiene que ser consumida al instante, el equilibrio entre el consumo y la demanda tiene que ser igual en todo instante.

Se podría decir que el sistema eléctrico empezó a finales del siglo XIX con el descubrimiento de la bombilla por Thomas Edison. Esto creó la necesidad de usar la electricidad en los hogares, por ello se empezó a diseñar y construir un pequeño sistema eléctrico. Las primeras plantas de generación fueron los motores de vapor a carbón y la energía hidroeléctrica. Este sistema funcionaba en corriente continua, sin embargo, unos años más tarde, Nikola Tesla desarrolló un sistema usando corriente alterna. La gran ventaja de la corriente alterna frente a la corriente continua era el hecho de que se podía transportar la electricidad a grandes distancias. Esto es debido a que, para transportar electricidad a largas distancias, es necesario subir la tensión, y en corriente alterna, gracias a los transformadores, esto era posible. A lo largo de los años el sistema eléctrico va creciendo y siendo más complejo. Gracias al avance de la tecnología, se puede hoy en día transportar energía eléctrica en corriente continua de forma mucho más barata que en alterna, aunque todavía quedan retos por superar como por ejemplo la tecnología de interruptores para el manejo de grandes potencias en DC.

En el sistema eléctrico español existen varios hitos importantes. En el siglo XX las centrales eléctricas en España eran centrales hidráulicas y de carbón, con la primera guerra mundial se empezaron a construir centrales de fuel, ya que no era tan sencillo conseguir todo el carbón que se necesitaba. El principal uso que se le daba a la electricidad era para la iluminación urbana y la industria, 60% y 40% respectivamente. En esta época la red tenía una longitud de 6.500Km. Ya en el año 1943 había una potencia instalada de 1800MW (distribuidos entre centrales hidráulicas y grupos térmicos) En 1950 se firmó el primer contrato internacional con Francia. A partir de los años 60 hubo un gran aumento de la demanda eléctrica y en los 70 una grave crisis provocada por la subida espectacular del precio del petróleo. Por ello se construyeron las primeras centrales nucleares y se volvió a apostar por el carbón para sustituir el fuel. En los años 70 se contaba con una red de 30.000km de longitud y con una potencia instalada de 21.800MW (hidráulica, térmico y nuclear). En 1996 se liberalizó el mercado eléctrico español. El sector eléctrico está regulado por la ley 54/1997.

España, tiene un PIB de 1,166,319 millones de euros con un PIB per cápita de 25.000 euros. Tiene una población de 46.5 millones de personas. Actualmente, es un país que está electrificado al 100%, es decir, todo el mundo tiene acceso a ella. A baja tensión se trabaja a

220V y a una frecuencia de 50Hz. La energía total gestionada es de 252.8 TWh. El sector de la energía aporta cerca de un 4% del PIB español.

2 Sistema eléctrico

2.1 Transporte

La red de transporte de alta tensión en España trabaja a diferentes tensiones (400KV, 220KV, 150KV, 60KV) y está compuesta por más de 43,000 kilómetros de línea, más de 5.000 subestaciones y con una capacidad de transformación de 85,000MVA. El mapa eléctrico español de alta tensión se puede ver representado en la *Figura 1: Mapa eléctrico HV español*.

Se puede afirmar, que actualmente, el sistema eléctrico español está considerado como una red mallada, fiable y segura donde se ofrece una estabilidad y calidad de máximo nivel, con una disponibilidad de la red de más de un 98%.



Figura 1: Mapa eléctrico HV español

Por otra parte, cada año se va mejorando este sistema mallado y se van diseñando nuevas líneas de transporte. La evolución de la red de transporte ha ido creciendo cada año, desde 2010 hasta el 2017 ha crecido en más de un 13%, de 38,6429Km hasta 43,793Km. Esto ha sido gracias a la inversión anual en la red, que desde 2010 ha tenido un valor medio de 580 millones de euros al año, necesarios para mantener la calidad de las líneas, el diseño y construcción de estas.

2.2 Generación

El precio al que se vende la electricidad al mercado diario está estructurado como una subasta, donde cada empresa propone al Mercado Eléctrico Mayorista la cantidad de energía que quiere vender y el precio mínimo de venta, de tal forma que se recogen todas las ofertas y se aceptan las de menor precio hasta que se cubra toda la demanda prevista. El precio de corte va a ser común para todas las empresas independientemente del coste que hayan ofrecido cada uno en la subasta. Por otra parte, están los mercados a futuro, que funcionan de forma independiente, de tal forma que se establece un precio de venta en función de diferentes parámetros y las empresas que estén interesadas pueden comprar esta energía, con ello los consumidores de gran escala se aseguran un precio de compra.

El mix español de producción de energía eléctrica se muestra en la *Figura 2: Mix Energético Español*. Los datos se han obtenido de la página oficial de OMIE. El régimen especial de mercado tiene que ver con las tecnologías renovables, es decir biomasa, eólica, solar y tratamiento de residuos.

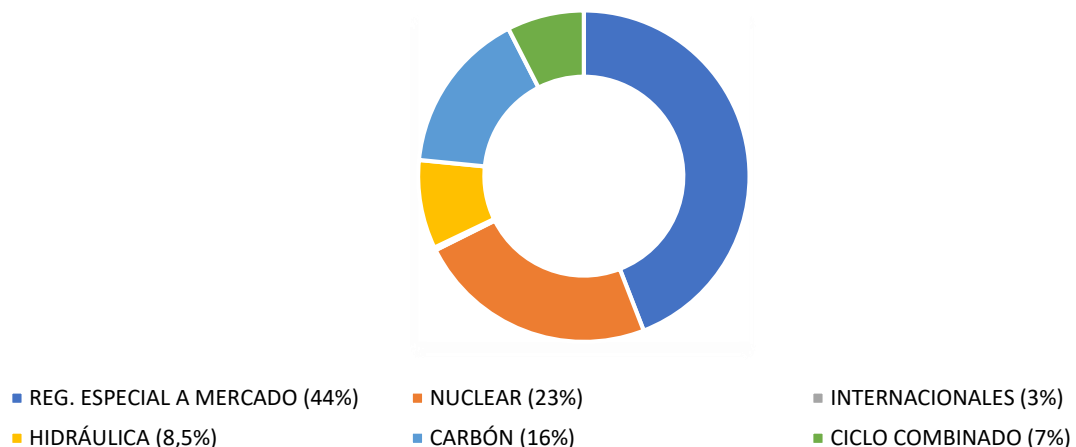


Figura 2: Mix Energético Español

Tal y como se muestra en la *Figura 2: Mix Energético Español*, las tecnologías renovables (régimen especial a mercado, y la hidráulica) aportan más de un 52% de la energía total que necesita España. Estos valores fluctúan dependiendo del año.

España tiene una potencia instalada nacional de 104GW, dividido principalmente entre Hidráulica (19%), Nuclear (6.7%), Carbón (9.6%), Ciclo combinado (25%), Eólica (22%), Solar (5%) y Cogeneración (5.6%). Lapotencia máxima requerida en España por la demanda ha sido de 41.38 GW en el invierno de 2017. Es decir que tenemos más potencia instalada de la que se necesita, esto es debido principalmente a dos razones. En primer lugar, es debido a que tenemos más de un 45% de potencia instalada que depende del viento, sol y lluvia, por lo que para asegurar el suministro eléctrico en todo momento hace falta tener un margen de seguridad elevado. La segunda razón se debe a que se empezaron a construir muchas centrales

de ciclo combinado, que eran rentables (rápida construcción, flexibles de operar y precio asequible) antes de la crisis, cuando tal y como se puede ver en la *Figura 3: Evolución de la demanda española*, el crecimiento de la demanda en España llevaba creciendo de forma muy importante desde 1991. Los datos se han obtenido de la página oficial de OMIE.



Figura 3: Evolución de la demanda española

Sin embargo, en 2009, por primera vez y debido a la crisis económica que sufrió el país, la demanda en vez de crecer disminuye en más de un 4.5%, por lo que todas las previsiones de la potencia que iba a ser necesaria para los próximos años cambió. Por esa razón hay muchas centrales eléctricas que están trabajando a mínimos la mayor parte del tiempo o que incluso están prácticamente paradas todo el tiempo.

2.3 Distribución

Las empresas de distribución son las encargadas de garantizar la calidad del servicio eléctrico, mantenimiento de las redes de MT y BT de las redes que les pertenecen, mantener los equipos de medida y realizar la lectura de los contadores. En España existen diferentes distribuidoras eléctricas, donde el usuario no tiene acceso a elegir una, es decir dependiendo de la zona tendrás una distribuidora u otra. Es un negocio regulado. Las distribuidoras más importantes son Gas Natural Fenosa, Endesa, Iberdrola, Viesgo, EDP y Eléctrica de Cádiz donde cada una de estas empresas tiene una zona determinada.

2.4 Comercialización

Los usuarios finales compran la electricidad a través de las comercializadoras, de tal forma que el consumidor puede elegir entre diferentes empresas y será con estas con las que firma el contrato de electricidad. El precio de ese contrato (que suele tener una componente fija en función de la potencia contratada en €/KW y otra componente variable en función de la energía eléctrica consumida €/KWh) corresponde al pago del coste de producción de la energía eléctrica (reflejo del precio del mercado mayorista de electricidad y de los distintos mercados de ajustes y servicios complementarios) más el pago de todos los cargos regulados del sistema ya sea el asociado a las redes de transporte y distribución o los derivados de decisiones de

política energética como por ejemplo las primas a la generación renovable, las ayudas a los sistemas insulares o la recuperación del déficit de tarifa. Actualmente el precio por KWh ronda los 12 céntimos de euros.

3 Compromiso con la Unión Europea

El 24 de octubre de 2014, el Consejo Europeo adoptó unas nuevas medidas para mejorar algunos aspectos relacionados con el sector eléctrico. Estas medidas consisten en cumplir con una serie de compromisos para 2030 y 2050.

Es importante entender por qué se creó este compromiso. Como bien se sabe, la electricidad es una necesidad fundamental en nuestra vida, nos proporciona servicios cotidianos indispensables, y sin ella no podríamos funcionar del mismo modo (transporte, iluminación, industria y calor). La demanda de electricidad en Europa está creciendo, y los recursos con los que se obtiene la mayor parte de la electricidad no son inagotables (carbón, gas y petróleo). Por ello hay que hacer un plan para el futuro, de tal forma que podamos administrar estos recursos y garantizar que dispongamos de la energía suficiente contaminando lo menos posible y por supuesto a un precio asequible para los ciudadanos, ya que el objetivo principal de la política energética es beneficiar a los consumidores, teniendo una energía de calidad lo más económica posible y dañando lo menos posible al medio ambiente.

El mix energético de la Unión Europea está muy diversificado, cosa que puede ayudar mucho a la Unión. siempre y cuando esto se use de forma correcta. Sin embargo, Europa tiene dos grandes problemas. Uno es la dependencia energética, ya que actualmente se necesitan enormes recursos como petróleo y gas del exterior, y esto repercute en nuestra economía. Por ello Europa debe actuar de forma conjunta para conseguir disminuir esta dependencia energética, de tal forma de que no dependamos del precio del mercado mundial y de países inestables para comprar estos recursos. El segundo problema es la lucha contra el cambio climático provocado por las emisiones de CO₂, al que contribuye de forma importante el sector energético. Hay varias maneras de abordar conjuntamente estos dos problemas.

Lo primero es ahorrar energía, es decir conseguir mejorar el rendimiento de las centrales y mejorar el consumo energético de los edificios, es decir mejorar los equipos y los procesos para conseguir el mismo servicio con un menor consumo de energía. Por ello uno de los objetivos principales de la política europea para 2020 es reducir un 20% el consumo respecto a los niveles de 1990.

Lo segundo es alentar y propiciar la incorporación de fuentes de energía renovables. En efecto, estas fuentes permiten luchar contra el cambio climático y además son fuentes autóctonas por lo que reducen considerablemente la dependencia energética. Dado que el sector en el que menos costoso y más fácil es incorporar fuentes de energía renovable es el eléctrico, todo este proceso debería verse acompañado de una tendencia a electrificar sectores que aún no lo están como por ejemplo el transporte, como ya está ocurriendo con la aparición de los vehículos eléctricos. Esto contribuirá a aumentar el consumo eléctrico en el futuro y contrarrestar la reducción debida a avances en la mejora de la eficiencia energética del consumo.

Por otra parte, uno de los grandes objetivos es conseguir crear un mercado europeo único eficiente de la energía eléctrica y del gas, de tal forma que todas las centrales de Europa compiten entre ellas, en ello se busca un precio de la energía más competitivo. Se ha avanzado ya mucho en ese sentido, se acordó unas normas comunes beneficiosas para todos y poniendo en pie un mercado mayorista común coordinado. Por supuesto aún el mapa eléctrico europeo tendría que cambiar bastante, se tendrían que mejorar, modernizar y desarrollar muchas líneas eléctricas de alta tensión con el objetivo de agilizar el mercado. Esto supone unas inversiones importantes en las redes, pero sabiendo que todos los países van a salir beneficiados con estos cambios.

En este contexto, los objetivos principales con los que España tiene que cumplir para 2030 son:

- 1) Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero un 40%, como mínimo respecto a los niveles de 1990.
- 2) Cubrir la demanda energética total con al menos un 27% de energías renovables
- 3) Aumentar la eficiencia energética un 30%.
- 4) Que el 15% de la electricidad generada en cada país de la UE pueda transportarse a otros países.

3.1 Emisiones de gases de efecto invernadero

Es importante saber que el efecto invernadero es un fenómeno positivo, permite que las temperaturas sean las adecuadas para nuestra subsistencia. El problema es cuando este efecto es excesivo, ya que actúa como un cierre que no permite que la atmósfera libere el calor acumulado en la superficie terrestre por la acción del Sol. Esto puede dar lugar a un aumento de la temperatura media, lo que nos llevaría a un calentamiento global y un cambio climático, poniendo en riesgo ecosistemas y especies.

Los gases de efecto invernadero ayudan a aumentar esta temperatura media terrestre, por ello, cada vez está más claro que se necesita una política climática, de tal forma que haya una disminución de los gases de efecto invernadero. Los principales gases de efecto invernadero son: dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, los clorofluorocarbonos y el ozono troposférico.

La evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España se muestra en la *Figura 4: Evolución del CO2*. Los datos se han obtenido de la secretaría confederal de medio ambiente y movimiento de CCOO.

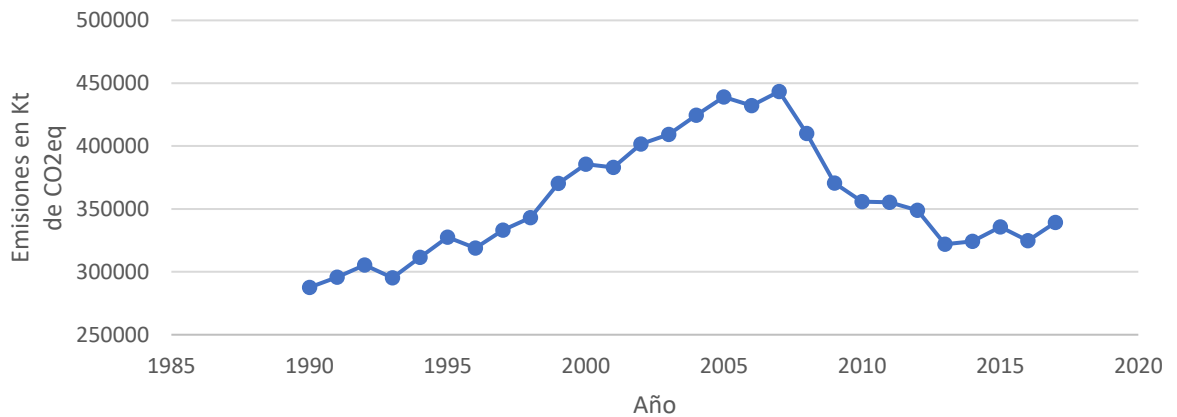


Figura 4: Evolución del CO2

Como se puede observar en la *Figura 4: Evolución del CO2* las emisiones de CO2 han disminuido en un 23% desde 2005. Es importante señalar que éstas son las emisiones de CO2 totales, y no solo del sector eléctrico. Por lo que todavía tenemos mucho en lo que trabajar para conseguir aumentar este porcentaje.

Con relación al sector eléctrico la evolución se puede ver en la *Figura 5: Toneladas de CO2 generadas por las centrales eléctricas*. Para poder sacar estos datos se ha tenido que calcular cuales son el kilo toneladas de CO2 por GWh producido en función de cada tecnología. Los datos de contaminación por tecnologías se han obtenido de los informes de Red Eléctrica y la producción de OMIE. Los resultados se muestran en la *Tabla 1: tonCO2/MWh por tecnologías*. Los valores están calculados según un estudio elaborado por la consultaría de Öko-Indtitut.

	tonCO2/MWh
Carbón	0.82
Ciclo combinado	0.33

Tabla 1: tonCO2/MWh por tecnologías

La electricidad se considera como un sector ETS por lo que su compromiso es disminuir en un 43% las emisiones de CO2 con respecto a los niveles de 2005.

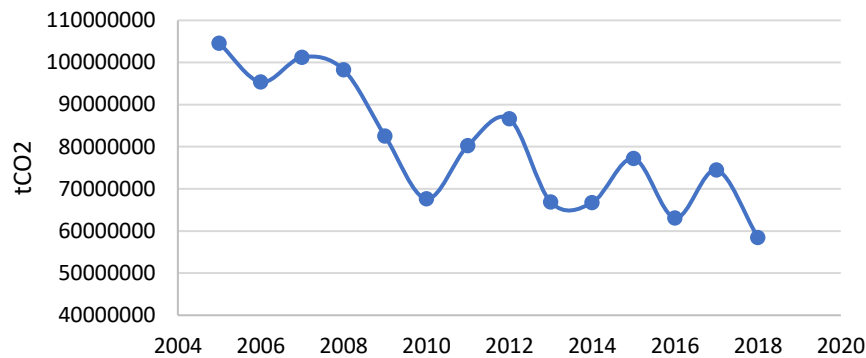


Figura 5: Toneladas de CO2 generadas por las centrales eléctricas

Los niveles de CO2 con respecto a 2005 han disminuido en un 45%, más del compromiso que tenemos con Europa, aunque es cierto que hay que tenerlo en cuenta ya que este valor fluctúa mucho, tal y como se puede observar en la *Figura 5: Toneladas de CO2 generadas por las centrales eléctricas*.

3.2 Energías renovables.

El objetivo para 2030 es que el 27% de la energía provenga de energía renovables. Para conseguir este porcentaje el sector eléctrico tendría que comprometerse a aumentar su generación en tecnologías renovables. En la *Tabla 2: Cuota de generación renovable* se muestran los porcentajes necesarios con los que hay que cumplir para conseguir cumplir con el compromiso.

Estos datos se han obtenido de un análisis elaborado por el IIT “Análisis de escenarios futuros para el sector eléctrico en España para el período 2025-2050”.

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Cuota de generación renovable	46%	54%	62%	70%	77%	85%

Tabla 2: Cuota de generación renovable

Tal y como se puede observar en la *Figura 2: Mix Energético Español*, actualmente España produce un total de 52% de energía renovable, por lo que aún nos queda mucho camino para conseguir el objetivo.

4 Descripción del modelo

A continuación, se va a explicar las principales características del modelo, de tal forma que tengamos claro cuáles son los diferentes objetivos, cuáles son las limitaciones y cuál va a ser su funcionamiento.

4.1 Objetivos del modelo

El principal objetivo de este modelo es obtener las mejores decisiones óptimas de inversión en tecnologías de generación (térmica, renovable...) y almacenamiento eléctrico para un horizonte temporal de varios años.

Para ello se va a minimizar una función objetivo que tendrá en cuenta todos los costes, es decir costes de inversión de cada tecnología, costes de producción, costes de operación y mantenimiento y costes por emisiones.

Una vez tengamos minimizada la función objetivo se podrán analizar diferentes casos de estudio y sacar conclusiones interesantes.

4.2 Representación y organización temporal del modelo

Tal y como sabemos, a la hora de hacer un estudio de generación-demanda del mercado eléctrico es muy importante hacer una clara distinción entre cada momento del día, ya que la curva de demanda y el mix de generación varía significativamente, sobre todo ahora con el desarrollo de la energía eólica y solar. Sin embargo, es muy difícil analizar cada momento, ya que estaríamos pidiendo demasiado al modelo. Por ello lo que se ha hecho ha sido lo siguiente:

- a) En lugar de representar todos y cada uno de los años individuales que queremos estudiar (por ejemplo, los 30 años desde el 2020 hasta el 2050), se escogen unos años representativos (el número de ellos es a elección del usuario). Por ejemplo, el 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045, 2050, y se considera que cada año es representativo de los cinco años siguientes. Una aproximación de este tipo parece razonable, dado que permite tener en cuenta con suficiente detalle (en el medio-largo plazo no tiene sentido mucho más detalle) la evolución de la demanda, de los costes de las tecnologías y de los costes de los combustibles a lo largo del periodo de estudio.
- b) A su vez, cada año representativo está formado por unas semanas representativas de cada año. El número de semanas representativas por año representativo lo fija el usuario, si bien, para facilitar y agilizar el modelo, ese número se considera el mismo para todos y cada uno de los años representativos. Lo que se quiere lograr con esto es poder tener una diferenciación entre unas semanas de invierno, otoño, primavera y verano.
- c) A su vez, cada semana representativa está formada por unas horas representativas de cada semana. El número de bloques horarios representativo por semana representativa

lo fija el usuario, si bien, para facilitar y agilizar el modelo, ese número se considera el mismo para todos y cada una de las semanas representativas. Si el tamaño del sistema a analizar así lo permite, se podría llegar a representar un detalle horario de la operación.

Con esto sistema podemos decir que el usuario queda abierto a elegir el número de horas, semanas y años en las que se desea hacer el estudio. EL modelo es muy flexible con este tema.

4.3 Tratamiento de la incertidumbre

El objetivo de este proyecto es hacer un estudio de cómo será el mix energético en un futuro y hacer un estudio de sensibilidades. Por ejemplo: ¿qué pasaría si la demanda sube tanto, los costes de estas tecnologías evolucionan de esta forma, y los costes de los combustibles varían de esta otra forma? Para ello estaría bien considerar la incertidumbre futura, pero en este caso, para simplificar las cosas, esto no se va a tener en cuenta.

Es importante explicar lo que se ha hecho con la generación intermitente. Este tipo de generación no es controlable, es decir no podemos controlar la producción ya que esta depende de los factores meteorológicos. Por ello para simular esta generación lo ideal sería hacer un estudio estadístico de cuál va a ser la producción de este tipo de tecnologías en función de la cantidad de sol o viento que haya. Pero, de nuevo, para simplificar esto el modelo trabaja con un único perfil medio de producción de ambas fuentes. Ese perfil se proporciona mediante unos factores de disponibilidad FD por hora, semana y año, que, multiplicados por la potencia instalada, proporcionan la producción disponible de cada una de esas dos tecnologías en cada hora, semana y mes. La producción realmente entregada a la red con esas dos tecnologías será normalmente esa producción disponible (dado que su coste de producción es nulo y sus costes de operación y mantenimiento bajos), salvo que lo impida alguna restricción técnica (la producción disponible por ejemplo sea mayor a la demanda en horas valle). El modelo recoge para esos casos la posibilidad de unos vertidos (eólicos y solar), de forma que la producción entregada a la red para cubrir la demanda será la producción disponible menos los vertidos, si los hubiere.

Hay que tener en cuenta que el perfil medio histórico con el que se trabaja en este modelo no va a ser capaz de representar adecuadamente el perfil real. Seguramente habrá algún momento en el que no haya casi sol ni viento. Este factor tan importante tiene que estar reflejado de alguna forma en el modelo, ya que el mix energético varía mucho. Por ello lo que se ha hecho es crear una restricción que obliga a que exista suficiente potencia firme instalada en el sistema como para cubrir al menos el pico anual de demanda (multiplicado por un cierto coeficiente de seguridad si se considera oportuno). La potencia firme de una tecnología sería la potencia que esa tecnología es capaz de garantizar que puede producir en cualquier momento que sea necesaria (típicamente en todas las horas punta de demanda). La potencia instalada de por ejemplo una central térmica (convencional o nuclear) es toda ella potencia firme prácticamente ya que, al poder gestionar su combustible, puede ponerse a producir cuando se

le pida (en realidad es un poco menos porque siempre puede haber alguna de las centrales de esa tecnología parada por avería o por mantenimiento). En cambio, para la tecnología solar apenas una pequeñísima parte, por no decir nada (no hay irradiación solar en las horas de punta de la tarde en invierno por lo que no se puede contar con ella en ese momento, por ejemplo), de su potencia instalada no se puede considerar potencia firme. Algo más intermedio, aunque también bastante bajo, se puede decir de la eólica, dado que no se puede garantizar tener viento cuando se le necesita, pero también, difícil será que no haya absolutamente nada de viento a la vez en todo el territorio del país. El porcentaje de la potencia instalada de cada tecnología que se puede considerar como potencia firme, es un parámetro de entrada la modelo, CPF (coeficiente de contribución a la potencia firme), que utiliza para garantizar que la suma de toda la potencia firme del sistema, en cada año, debe ser mayor que el pico de demanda anual multiplicado por un factor de seguridad MPF (margen de potencia firme del sistema). De esta forma el modelo está obligando a que se invierta lo suficiente como para garantizar en todo momento el suministro eléctrico.

Con esto podemos decir que la aproximación que usamos en el modelo es aceptable y tiene sentido. Es una forma de simplificar las cosas, pero teniendo en cuenta los factores más importantes.

4.4 Modelado de las tecnologías

En el modelo se pueden introducir las características principales de cada tecnología: centrales de carbón, centrales nucleares, centrales de gas de ciclo combinado, centrales hidráulicas, centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas (el modelo está diseñado para poder introducir más tipos de tecnología si esto hiciera falta). Lo que no nos permite es diferenciar entre las diferentes plantas, es decir la generación esta agrupada por tecnologías no por centrales. A continuación, se muestra una explicación de cómo se ha modelado cada tipo de generación.

4.4.1 Generación térmica

Estas tecnologías, cada una modelada por separado, se modelan de la siguiente forma. Su producción en cada bloque horario está representada por una variable del problema de optimización, limitada por la capacidad instalada de esa tecnología. La capacidad instalada es la capacidad originalmente instalada previa al periodo de estudio más las capacidades (potencia) que el modelo decida invertir en cada año representativo que se considera en el estudio. La capacidad (potencia) invertida en cada año de cada una de estas tecnologías es por lo tanto otra variable del problema de optimización.

El modelo permite definir un factor de disponibilidad media de la potencia instalada FDMP para estas tecnologías diferenciada por año, para reflejar que, de media, parte de la potencia instalada se suele encontrar indisponible bien por averías bien por paradas de mantenimiento.

Estas tecnologías tienen asociadas (cada tecnología los suyos) unos costes de inversión (€/MW), unos costes producción (€/MWh), unos costes fijos de operación y mantenimiento (€/MW) y unos costes variables de operación y mantenimiento (€/MWh). Así mismo tienen asociada una tasa de emisiones de CO₂ (ton/MWh), que combinado con el precio del CO₂ que exista en cada momento, marcará también un coste de emisiones (€/MWh). Además, cada tecnología tiene asociada un coeficiente de contribución a la potencia firme del sistema.

4.4.2 Generación renovable intermitente (solar PV y eólica)

La generación renovable incluye las siguientes tecnologías: eólica y solar (se pueden introducir más si el usuario lo desea). Estas tecnologías, cada una modelada por separado, se modelan de la siguiente forma. Como se ha explicado anteriormente, su producción disponible en cada bloque horario está determinada por un factor de disponibilidad del recurso primario (viento y sol) que multiplicada por la potencia instalada de esas tecnologías que exista en cada momento, viene a representar el perfil medio de producción histórica de estas tecnologías. Por si acaso, por alguna razón no es factible que produzcan toda esa producción disponible, se modelan los vertidos de producción eólica o solar que se puedan dar. La capacidad instalada corresponde a la capacidad originalmente instalada previa al periodo de estudio más las capacidades (potencia) que el modelo decida invertir en cada año representativo que se considera en el estudio. La capacidad invertida en cada año de cada una de estas tecnologías es por lo tanto otra variable del problema de optimización.

Estas tecnologías tienen asociadas (cada tecnología los suyos) unos costes de inversión (€/MW), unos costes fijos de operación y mantenimiento (€/MW) y unos costes variables de operación y mantenimiento (€/MWh). Así mismo cada tecnología tiene asociada un coeficiente de contribución a la potencia firme del sistema.

4.4.3 Generación hidráulica

La generación hidráulica se modela, al igual que en el caso la generación eólica y solar, asumiendo un perfil medio histórico de producción. Sin embargo, se le deja libertad al modelo para que gestione la producción hidráulica dentro del año de la forma óptima para el sistema. Así, se le proporciona al modelo la energía (MWh) asignada (de acuerdo con las series históricas de producción) a cada semana representativa, y el modelo decide la forma óptima de repartir dicha producción entre los bloques horarios de cada semana.

El modelo permite definir un factor de disponibilidad media de la potencia instalada FDMP para esta tecnología diferenciado por semana y año. Podría utilizarse para representar, si se desea, que no toda la potencia hidráulica está siempre disponible.

El modelo no decide nuevas inversiones en esta tecnología (no hay una variable que represente las decisiones de inversión), pero sin embargo sí permite al usuario introducir más potencia instalada a lo largo de los años.

Esta tecnología se modela con un coste fijo de operación y mantenimiento (€/MW) y un coste variable de operación y mantenimiento (€/MWh). Así mismo, tiene asociada un coeficiente de contribución a la potencia firme del sistema.

4.4.4 Almacenamiento

Las tecnologías de almacenamiento corresponden por ejemplo a baterías o a centrales de bombeo. Lo que caracteriza este tipo de tecnologías es la potencia de carga y descarga de la energía que almacena, la energía que permite almacenar, y la eficiencia del proceso completo de carga y descarga. Las baterías que se van a usar en este modelo son las de litio.

Así se define para cada tecnología de almacenamiento considerada una potencia de carga y descarga, un factor que relaciona la máxima energía almacenable con el valor de dicha potencia (este factor viene a representar el número de horas que se necesita para cargar completamente la instalación desde cero). Además, el modelo permite fijar un volumen mínimo de energía almacenada en la instalación. Como el ciclo de carga y descarga de estas tecnologías es de corto plazo, el modelo considera que se debe dejar el nivel de almacenamiento de energía al final de cada semana representativa igual que el que había al inicio de la semana. Ese nivel inicial y final del almacenamiento es un dato fijado por el usuario del modelo.

Las variables que se consideran entonces para modelar estas tecnologías son una variable que representa las decisiones de inversión en cada año representativo, dos variables para representar el uso (potencia de carga y potencia de descarga) en cada bloque horario, y finalmente una variable que representa el nivel de energía almacenada (estado de carga de la batería o del embalse superior de la central de bombeo).

El modelo permite definir un factor de disponibilidad media de la potencia instalada FDMP para esta tecnología diferenciado por semana y año.

Estas tecnologías tienen asociadas (cada tecnología los suyos) unos costes de inversión (€/MW), unos costes fijos de operación y mantenimiento (€/MW) y unos costes variables de operación y mantenimiento (€/MWh). Así mismo cada tecnología tiene asociada un coeficiente de contribución a la potencia firme del sistema.

4.5 Modelado de las decisiones de inversión

El modelo está preparado para minimizar los costes totales de todas las tecnologías, de esta también se está minimizando el coste de la energía. Es importante considerar que los costes totales de cada tecnología tienen que ser igual a los ingresos totales de esa tecnología a lo largo de su vida útil. Teniendo en cuenta solo las decisiones que el modelo decide, esto no se cumple si partimos de una potencia instala previa.

Para las inversiones de cada tecnología se le permite al usuario fijar un valor máximo de inversión (MW).

Los costes de inversión se anualizan utilizando la vida útil de cada tecnología, y se suman luego para todos los años del periodo. Para anualizarlo se utiliza una tasa de descuento (descontada la inflación) TFD. La fórmula resultante de anualizar no es válida para el caso particular de TFD=0.

Para ello usaremos la siguiente ecuación:

$$CI_{tec} \times TFD \times \frac{(1 + TFD)^{AVU_{tec}}}{(1 + TFD)^{AVU_{tec}} - 1}$$

- Siendo AVU_{tec} los años de vida útil de la instalación

Si no se considera una TFD simplemente será CI_{tec}/AVU_{tec}

El modelo tiene en cuenta que los costes (inversión, de operación y mantenimiento fijos) de las tecnologías de generación y almacenamiento pueden variar a lo largo del periodo de estudio, pero se mantienen constantes para todo el horizonte de tiempo una vez hecha esa inversión. Es decir que el modelo tiene contabilizado, en cada momento, qué parte de la inversión en cada tecnología se decidió en qué año, y le sigue aplicando a cada parte sus costes anualizados de inversión y de costes de operación y mantenimiento fijos.

En cambio, los costes de producción (que dependen básicamente del precio de los combustibles) los costes variables de operación y mantenimiento, el coeficiente de contribución a la potencia firme del sistema y el factor de eficiencia de las tecnologías de almacenamiento, si bien se consideran que varían a lo largo de los años representativos, se aplican a toda la potencia instalada de cada tecnología con independencia del momento en el que se invirtió cada parte de toda esa potencia.

El modelo decide la cantidad y momento de la inversión en cada una de las tecnologías de generación y almacenamiento, salvo, como se ha explicado previamente, en el caso de la hidráulica. La evolución de la potencia instalada de hidráulica, si se previera algún cambio durante el periodo de estudio, se le introduce al modelo como un dato de entrada.

4.6 Tratamiento de las instalaciones existentes al principio del periodo de estudio.

Como es natural el parque generador y de almacenamiento no parte de cero en el periodo de estudio. El modelo adopta un tratamiento específico para ese parque. En primer lugar, el usuario declara la potencia existente al principio del periodo de estudio y cuanta de esa potencia inicial se va a quedar operativo en cada uno de los años representativos del periodo de estudio. De esta forma se permiten tener en cuenta que las centrales originalmente existentes desaparecen al agotar su vida útil, o también se permite analizar escenarios de un posible calendario de cierres de tecnologías existentes como el carbón o la nuclear debido a decisiones de política energética del país.

Además, dado que ha sido objeto de discusión estos años, el modelo permite tomar (de forma óptima) decisiones de desinversión. Estas decisiones pueden tener sentido en el caso de centrales que no pueden producir energía durante varios años, y si cierran al menos se ahorran los costes fijos de operación y mantenimiento para el resto de los años.

4.7 Opciones de uso del modelo

Para optimizar este modelo se podrían considerar dos tipos de situación interesantes. Una en la se estudia cada año por separado, es decir que el modelo optimiza los costes para un año en concreto sin tener en cuenta los años anteriores ni los años futuros (muchos de estos análisis existentes se hacen así, estudian cada año de forma aislada). Esto puede plantear dos problemas. El primero es la consistencia de la evolución temporal del parque instalado (podría ocurrir que en el 2030 se ha instalado mucho de una tecnología, dado sus costes, y en el 2035 en cambio aparezca mucho menos potencia instalada de esa tecnología, lo cual no tiene sentido). Y segundo, que las decisiones de inversión, en ese tipo de modelos, realmente están asumiendo que las condiciones (demanda, resto del parque, etc.) son las mismas que el año analizado para toda la vida útil de la central. La otra opción sería analizar un año, teniendo en cuenta los años pasado y futuros. Este modelo está preparado para hacer los dos tipos de estudios, es decir el usuario decide si se van a tener en cuenta los años concatenados o no.

4.8 Limitaciones del modelo

Es importante cuando se usa un modelo para ciertos análisis ser consciente de las limitaciones del modelo o de aquellos aspectos que el modelo está ignorando o simplificando en exceso. Algunas de las limitaciones que se puede encontrar en este modelo son:

- El modelo no permite optimizar la gestión del agua (sólo la intrasemanal) y está por lo tanto asumiendo que dicha gestión se va a mantener parecida a la actualmente existente. Sería complicado incorporar este aspecto al modelo.
- El modelo no considera el impacto que pueden tener las interconexiones del sistema en las decisiones de inversión y operación.
- El modelo contempla el cierre de las centrales existentes previas al estudio al final de su vida útil, pero no así de las centrales cuya inversión se ha decidido durante el periodo de estudio analizado (si éste es mayor a los 25 años, esto puede ser relevante).
- Si bien el modelo contempla el posible cierre de las centrales existentes previas al estudio, si no compensa hacer frente a sus costes fijos de operación y mantenimiento, no considera sin embargo su posible hibernación en lugar de cierre.
- La incertidumbre y el impacto que puede llegar a tener en las decisiones de inversión se trata de forma muy simplificada.
- No se han modelado alguna tecnología alternativa que podría jugar cierto papel también, como por ejemplo la solar térmica.

- No se ha elaborado un estudio exhaustivo

5 Formulación matemática del modelo

5.1 Índices

tecT: índice de la tecnología de generación eléctrica térmica (nuclear, carbón, gas de ciclo combinado, gas de ciclo abierto)

tecRI: índice de la tecnología de generación eléctrica renovable intermitente (solar PV, eólica)

tecA: índice de tecnologías de almacenamiento (baterías de distinto tipo, bombeo)

h: índice de bloques horarios (de 1 a *H*)

s: índice de las semanas representativas (de 1 a *S*)

y: índice de los años representativos (de 1 a *Y*)

5.2 Parámetros/datos de entrada del usuario

5.2.1 Asociados al sistema

Y: Número de años representativos

NY_y: Número de años consecutivos que representa el año representativo *y* [años]

S: Número de semanas representativas dentro de un año

NS_s: Número de semanas (no tienen por qué ser consecutivas) que representa la semana representativa *s* [semanas]

H: Número de bloques horarios en una semana

TecT: Número de tecnologías de generación eléctrica térmica (en principio nuclear, carbón, gas de ciclo combinado, gas de ciclo abierto)

TecRI: Número de tecnología de generación eléctrica renovable intermitente (en principio solar PV, eólica)

TecA: Número de tecnologías de almacenamiento (baterías de distinto tipo, bombeo)

NH_h: Número de horas del bloque horario *h* [h]

D_{h,s,y}: Nivel de demanda (potencia) en el periodo *h* de la semana *s* del año *y* [MW]

PCO_{2,y}: Precio de las emisiones de CO₂ en el año *y* [€/MWh]

Cens_y: Coste de la energía no suministrada en el año *y* [€/MWh]

MPF_y: Margen de potencia firme requerida al sistema en el año *y* (coeficiente adimensional de Pot_Firme/Valor_Pico_Demanda)

TFD: Tasa financiera de descuento en las decisiones de inversión. Afecta a la anualización del coste de inversión de una tecnología. OJO sólo interviene este valor si se ha fijado la bandera *B_TFD* que se describe a continuación a 1. OJO si no se desea contemplar una *TFD*, no sirve poner este valor *TFD* a cero. Tiene que estar la bandera *B_TFD* fijada a 1.

B_TFD: Bandera de control del modelo según si se va a emplear una tasa financiera de descuento o no para tomar las decisiones de inversión. La bandera se fija a 0 si no se quiere considerar un *TFD* ($TFD = 0$) y se fija a 1 si se quiere considerar un *TFD* no nulo.

B_AC: Bandera de control del modelo según si se va a ejecutar el modelo considerando todos los años del periodo de estudio concatenados o no. La bandera se fija a 0 si se quieren considerar los años aislados entre sí y se fija a 1 si se quieren considerar los años concatenados entre sí.

5.2.2 Asociados a las tecnologías de generación térmica

$PO_{tecT,y}$: Potencia instalada existente previa al estudio de la tecnología *tecT* que aún queda en el año *y*. Puede ir bajando a lo largo de los años por terminar las centrales su vida útil [MW]

$CI_{tecT,y}$: Coste de inversión de la tecnología *tecT* en el año *y* [€/MW]

$Plim_{inv_{tecT,y}}$: Límite de inversión de la tecnología *tecT* en el año *y* [MW]

$CV_{tecT,y}$: Coste variable de operación/producción (combustible) de la tecnología *tecT* en el año *y* [€/MWh]

$COMF0_{tecT}$: Componente fijo del coste anual de Operación y Mantenimiento de la tecnología *tecT* instalada previo al periodo de estudio [€/MW]

$COMF_{tecT,y}$: Componente fijo del coste anual de Operación y Mantenimiento de la tecnología *tecT* que se instaló en el año *y* [€/MW]

$COMV_{tecT,y}$: Componente variable del coste de Operación y Mantenimiento de la tecnología *tecT* en el año *y* (se asume que el mismo coste para la previamente instalada como la instalada en cada año del estudio) [€/MWh]

$TCO2_{tecT}$: Tasa de emisiones de la tecnología *tecT* [tonCO2/MWh]

$FDMP0_{tecT}$: Factor de disponibilidad media de la potencia inicialmente instalada de la tecnología *tecT*.

- $FDMP_{tecT,y}$: Factor de disponibilidad media de la potencia instalada de la tecnología $tecT$ en el año y
- $CPF_{tecT,y}$: Contribución a la potencia firme de cada tecnología $tecT$ en el año y (coeficiente adimensional de Pot_Firme_Tecn/Pot_Instalada_Tecn)
- AVU_{tecT} : Años de vida útil de la tecnología $tecT$ [años]

5.2.3 Asociados a las tecnologías de generación renovable intermitente

- $P0_{tecRI,y}$: Potencia instalada existente previa al estudio de la tecnología $tecRI$ que aún queda en el año y . Puede ir bajando a lo largo de los años por terminar las centrales su vida útil [MW]
- $CI_{tecRI,y}$: Coste de inversión de la tecnología $tecRI$ en el año y [€/MW]
- $Plim_{inv}_{tecRI,y}$: Límite de inversión de la tecnología $tecRI$ en el año y [MW]
- $CV_{tecRI,y}$: Coste variable de operación/producción (combustible) de la tecnología $tecRI$ en el año y [€/MWh]
- $COMF0_{tecRI}$: Componente fijo del coste anual de Operación y Mantenimiento de la tecnología $tecRI$ instalada previo al periodo de estudio [€/MW]
- $COMF_{tecRI,y}$: Componente fijo del coste anual de Operación y Mantenimiento de la tecnología $tecRI$ que se instaló en el año y [€/MW]
- $COMV_{tecRI,y}$: Componente variable del coste de Operación y Mantenimiento de la tecnología $tecRI$ en el año y (se asume que el mismo coste para la previamente instalada como la instalada en cada año del estudio) [€/MWh]
- $TCO2_{tecRI}$: Tasa de emisiones de la tecnología $tecRI$ [tonCO2/MWh]
- $FDO_{tecRI,h,s}$: Factor de disponibilidad del recurso primario en el bloque horario h y semana s , de la tecnología $tecRI$ que queda de la originalmente instalada antes del periodo de estudio $P0_{tecRI,y}$ [MW/MWinstalado]. Es para representar que en cada bloque horario sueles producir con esa tecnología según la irradiación solar o viento que haya, no puedes producir con toda la potencia instalada.
- $FD_{tecRI,h,s,y}$: Factor de disponibilidad del recurso primario en el bloque horario h y semana s , de la tecnología $tecRI$ que se instaló en el año y [MW/MWinstalado]. Es para representar que en cada bloque horario sueles producir con esa tecnología según la irradiación solar o viento que haya, no puedes producir con toda la potencia instalada.

$CPF_{tecRI,y}$: Contribución a la potencia firme de cada tecnología $tecRI$ en el año y (coeficiente adimensional de Pot_Firme_Tecn/Pot_Instalada_Tecn)

AVU_{tecRI} : Años de vida útil de la tecnología $tecRI$ [años]

5.2.4 Asociados a las tecnologías de generación hidráulica

$PH0_y$: Potencia instalada existente previa al estudio de la tecnología *hidráulica* que aún queda en el año y . Puede ir bajando a lo largo de los años por terminar las centrales su vida útil [MW]

PH_y : Potencia que se ha instalado de la tecnología *hidráulica* en el año y (MW). El modelo NO toma decisiones de inversión en hidráulica, pero si permite incluir como dato de entrada nuevas instalaciones.

$EH_{s,y}$: Energía hidráulica disponible para gastar a lo largo de la semana s del año y [MWh]

$FDMPH_{s,y}$: Factor de disponibilidad media de la potencia instalada de la tecnología *hidráulica* en la semana s el año y . Podría utilizarse para representar, si se desea, que no toda la potencia hidráulica está siempre disponible dado que en épocas de menor agua embalsada (verano, por ejemplo) la potencia efectiva es menor debido a que se pierde salto.

$CPFH_y$: Contribución a la potencia firme de la tecnología hidráulica en el año y (coeficiente adimensional de Pot_Firme_Tecn/Pot_Instalada_Tecn)

5.2.5 Asociados a las tecnologías de almacenamiento

$PO_{tecA,y}$: Potencia instalada existente, previa al estudio, de la tecnología $tecA$ que aún queda en el año y . Puede ir bajando a lo largo de los años por terminar las instalaciones su vida útil o por desinvertir [MW]. Se asume que la potencia es la misma para el proceso de carga y descarga del almacenamiento

$CI_{tecA,y}$: Coste de inversión de la tecnología $tecA$ en el año y [€/MW]

$Plim_{inv_{tecA,y}}$: Límite de inversión de la tecnología $tecA$ en el año y [MW]

$RelEnPot0_{tecA}$: Relación entre la Energía almacenable y la Potencia de la tecnología $tecA$ inicialmente instalada. Mide, en horas, el tiempo de carga o descarga completas del almacenamiento a plena potencia [h]. Obsérvese que este parámetro fija ya la capacidad de almacenamiento máxima de la instalación.

$RelEnPot_{tecA}$: Relación entre la Energía almacenable y la Potencia de la tecnología $tecA$. Mide, en horas, el tiempo de carga o descarga completas del

almacenamiento a plena potencia [h]. Obsérvese que este parámetro fija ya la capacidad de almacenamiento máxima de la instalación.

- $Efic0_{tecA}$: Eficiencia de la tecnología *tecA* inicialmente instalada: en un ciclo de carga y descarga del almacenamiento se pierde parte de la energía, o visto de otro modo al almacenar parte de la potencia que se consume del sistema para almacenar se pierde (no se consigue almacenar toda la energía correspondiente a esa potencia) [%]
- $Efic_{tecA}$: Eficiencia de la tecnología *tecA*: en un ciclo de carga y descarga del almacenamiento se pierde parte de la energía, o visto de otro modo al almacenar parte de la potencia que se consume del sistema para almacenar se pierde (no se consigue almacenar toda la energía correspondiente a esa potencia) [%]
- $Ebini0_{tecA}$: Estado inicial de almacenamiento de la tecnología *tecA* inicialmente instalada, al principio de cada semana de estudio (y que fija también el estado final al final de la semana), en % de la Energía total almacenable. Algo más o menos neutro pudiera ser 50%.
- $Ebini_{tecA}$: Estado inicial de almacenamiento de la tecnología *tecA*, al principio de cada semana de estudio (y que fija también el estado final al final de la semana), en % de la Energía total almacenable. Algo más o menos neutro pudiera ser 50%.
- $Capmin_{tecA}$: Capacidad mínima de almacenamiento de la tecnología *tecA*, medida en términos de % de la capacidad máxima de almacenamiento. [%]
- $COMF0_{tecA}$: Componente fijo del coste anual de Operación y Mantenimiento de la tecnología *tecA* instalada previo al periodo de estudio [€/MW]
- $COMF_{tecA,y}$: Componente fijo del coste anual de Operación y Mantenimiento de la tecnología *tecA* que se instaló en el año *y* [€/MW]
- $COMV_{tecA,y}$: Componente variable del coste de Operación y Mantenimiento de la tecnología *tecA* en el año *y* (se asume que el mismo coste para la previamente instalada como la instalada en cada año del estudio) [€/MWh]
- $FDMP0_{tecA}$: Factor de disponibilidad media de la potencia inicialmente instalada de la tecnología *tecA*.
- $FDMP_{tecA,y}$: Factor de disponibilidad media de la potencia instalada de la tecnología *tecA* en el año *y*

$CPF_{tecA,y}$: Contribución a la potencia firme de cada tecnología $tecA$ en el año y (coeficiente adimensional de Pot_Firme_Tecn/Pot_Instalada_Tecn)

AVU_{tecA} : Años de vida útil de la tecnología $tecA$ [años]

5.3 Variables

$p_{inv_{tecT},y}$: Potencia invertida de la tecnología $tecT$ en el año y [MW]

$p0_{desinv_{tecT},y}$: Potencia desinvertida de la tecnología $tecT$ inicialmente instalada, en el año y . Se asume que se desinvierte de la potencia originalmente disponible (no tiene mucho sentido que desinstale la nueva instalada por el propio programa). Se desinvierte una sola vez, en el año y , para todos los años que representa ese año representativo. [MW]

$p0_{inst_{tecT},y}$: Potencia instalada de la tecnología $tecT$ inicialmente instalada, en el año y , como suma de la que estaba instalada inicialmente menos las desinversiones que ha habido a lo largo de los años hasta el año y [MW]

$p_{inst_{tecT},y}$: Potencia instalada de la tecnología $tecT$ en el año y , como suma de las inversiones que ha habido a lo largo de los años hasta el año y [MW]

$p_{inv_{tecRI},y}$: Potencia invertida de la tecnología $tecRI$ en el año y [MW]

$p0_{desinv_{tecRI},y}$: Potencia desinvertida de la tecnología $tecRI$ en el año y . Se asume que se desinvierte de la potencia originalmente disponible (no tiene mucho sentido que desinstale la nueva instalada por el propio programa). Se desinvierte una sola vez, en el año y , para todos los años que representa ese año representativo. [MW]

$p0_{inst_{tecRI},y}$: Potencia instalada de la tecnología $tecRI$ inicialmente instalada, en el año y , como suma de la que estaba instalada inicialmente menos las desinversiones que ha habido a lo largo de los años hasta el año y [MW]

$p_{inst_{tecRI},y}$: Potencia instalada de la tecnología $tecRI$ en el año y , como suma de las inversiones que ha habido a lo largo de los años hasta el año y [MW]

$p_{inv_{tecA},y}$: Potencia invertida de la tecnología $tecA$ en el año y [MW]. Se invierte una sola vez, en el año y , para todos los años que representa ese año representativo.

$p0_{desinv_{tecA},y}$: Potencia desinvertida de la tecnología $tecA$ inicialmente instalada, en el año y [MW]. Se asume que se desinvierte de la potencia originalmente disponible (no tiene mucho sentido que desinstale la nueva instalada por

el propio programa). Se desinvierte una sola vez, en el año y , para todos los años que representa ese año representativo.

- $p0_{inst_{tecA,y}}$: Potencia instalada de la tecnología $tecA$ inicialmente instalada, en el año y , como suma de la que estaba instalada inicialmente menos las desinversiones que ha habido a lo largo de los años hasta el año y [MW]
- $p_{inst_{tecA,y}}$: Potencia instalada de la tecnología $tecA$ en el año y , como suma de las inversiones que ha habido a lo largo de los años hasta el año y [MW]
- $p0_{tecT,h,s,y}$: Potencia producida por la tecnología $tecT$ inicialmente instalada, en el bloque horario h y semana s del año y [MW]
- $p_{tecT,h,s,y}$: Potencia producida por la tecnología $tecT$ en el bloque horario h y semana s del año y [MW]
- $p0_{tecRI,h,s,y}$: Potencia producida por la tecnología $tecRI$ inicialmente instalada, en el bloque horario h y semana s del año y [MW]
- $p_{tecRI,h,s,y}$: Potencia producida por la tecnología $tecRI$ en el bloque horario h y semana s del año y [MW]
- $pnS_{h,s,y}$: Potencia no suministrada en el bloque horario h y semana s del año y [MW]
- $vert0_{tecRI,h,s,y}$: Vertidos de producción por la tecnología $tecRI$ inicialmente instalada, en el bloque horario h y semana s del año y [MW]
- $vert_{tecRI,h,s,y}$: Vertidos de producción por la tecnología $tecRI$ en el bloque horario h y semana s del año y [MW]
- $pH_{h,s,y}$: Potencia producida por la tecnología $hidráulica$ en el bloque horario h y semana s del año y [MW]
- $p0_{carga_{tecA,h,s,y}}$: Potencia consumida por la tecnología $tecA$ inicialmente instalada, en el bloque horario h y semana s del año y para cargar su instalación de almacenamiento [MW]
- $p_{carga_{tecA,h,s,y}}$: Potencia consumida por la tecnología $tecA$ en el bloque horario h y semana s del año y para cargar su instalación de almacenamiento [MW]
- $p0_{descarga_{tecA,h,s,y}}$: Potencia producida por la tecnología $tecA$ inicialmente instalada, en el bloque horario h y semana s del año y a costa de descargar su instalación de almacenamiento [MW]

$p_descarga_{tecA,h,s,y}$: Potencia producida por la tecnología $tecA$ en el bloque horario h y semana s del año y a costa de descargar su instalación de almacenamiento [MW]

$enalm0_{tecA,h,s,y}$: Energía almacenada por la tecnología $tecA$ inicialmente instalada, al acabar el bloque horario h de la semana s del año y [MWh] y en este caso el h tiene que poder ser 0 siendo $enalm_{tecA,0,s,y}$ el nivel de almacenamiento inicial al principio del periodo de estudio

$enalm_{tecA,h,s,y}$: Energía almacenada por la tecnología $tecA$ al acabar el bloque horario h de la semana s del año y [MWh] y en este caso el h tiene que poder ser 0 siendo $enalm_{tecA,0,s,y}$ el nivel de almacenamiento inicial al principio del periodo de estudio

5.4 Formulación de la Función Objetivo (FO) y de las restricciones del problema de optimización

Costes de inversión si se considera una TFD no nula $B_TFD = 1$, y se consideran años concatenados entre sí $B_AC = 1$:

$$\begin{aligned}
 & [B_TFD] \times [B_AC] \times \\
 & \times \left[\sum_y \left[\sum_{tecT} \left\{ \sum_{z=1}^y \left(CI_{tecT,z} \times TFD \times \frac{(1+TFD)^{AVU_{tecT}}}{(1+TFD)^{AVU_{tecT}-1}} \times p_inv_{tecT,z} \times NY_y \right) \right\} \right] + \right. \\
 & \quad + \quad \left. \sum_y \left[\sum_{tecRI} \left\{ \sum_{z=1}^y \left(CI_{tecRI,z} \times TFD \times \frac{(1+TFD)^{AVU_{tecRI}}}{(1+TFD)^{AVU_{tecRI}-1}} \times p_inv_{tecRI,z} \times \right. \right. \right. \right. \\
 & \quad \left. \left. \left. NY_y \right) \right\} \right] + \\
 & \quad + \sum_y \left[\sum_{tecA} \left\{ \sum_{z=1}^y \left(CI_{tecA,z} \times TFD \times \frac{(1+TFD)^{AVU_{tecA}}}{(1+TFD)^{AVU_{tecA}-1}} \times p_inv_{tecA,z} \times NY_y \right) \right\} \right] +
 \end{aligned}$$

Costes de inversión si se considera una TFD nula $B_TFD = 0$, y se consideran años concatenados entre sí $B_AC = 1$:

$$\begin{aligned}
 & + [1-B_TFD] \times [B_AC] \times \\
 & \times \left[\sum_y \left[\sum_{tecT} \left\{ \sum_{z=1}^y \left(CI_{tecT,z} / AVU_{tecT} \times p_inv_{tecT,z} \times NY_y \right) \right\} \right] + \right. \\
 & \quad + \sum_y \left[\sum_{tecRI} \left\{ \sum_{z=1}^y \left(CI_{tecRI,z} / AVU_{tecRI} \times p_inv_{tecRI,z} \times NY_y \right) \right\} \right] + \\
 & \quad + \sum_y \left[\sum_{tecA} \left\{ \sum_{z=1}^y \left(CI_{tecA,z} / AVU_{tecA} \times p_inv_{tecA,z} \times NY_y \right) \right\} \right] +
 \end{aligned}$$

Costes de inversión si se considera una TFD no nula $B_TFD = 1$, y se consideran años aislados entre sí $B_AC = 0$:

$$+ [B_TFD] \times [1 - B_AC] \times$$

$$\begin{aligned} & \times [\sum_y \left[\sum_{tecT} \left\{ CI_{tecT,y} \times TFD \times \frac{(1+TFD)^{AVU_{tecT}}}{(1+TFD)^{AVU_{tecT}-1}} \times p_{inv_{tecT,y}} \times NY_y \right\} \right] + \\ & + \sum_y \left[\sum_{tecRI} \left\{ CI_{tecRI,y} \times TFD \times \frac{(1+TFD)^{AVU_{tecRI}}}{(1+TFD)^{AVU_{tecRI}-1}} \times p_{inv_{tecRI,y}} \times NY_y \right\} \right] + \\ & + \sum_y \left[\sum_{tecA} \left\{ CI_{tecA,y} \times TFD \times \frac{(1+TFD)^{AVU_{tecA}}}{(1+TFD)^{AVU_{tecA}-1}} \times p_{inv_{tecA,y}} \times NY_y \right\} \right] + \end{aligned}$$

Costes de inversión si se considera una TFD nula $B_TFD = 0$, y se consideran años aislados entre sí $B_AC = 0$:

$$\begin{aligned} & + [1 - B_TFD] \times [1 - B_AC] \times \\ & \times [\sum_y [\sum_{tecg} \{ CI_{tecT,y} / AVU_{tecT} \times p_{inv_{tecT,y}} \times NY_y \}] + \\ & + \sum_y [\sum_{tecRI} \{ CI_{tecRI,y} / AVU_{tecRI} \times p_{inv_{tecRI,y}} \times NY_y \}] + \\ & + \sum_y [\sum_{tecA} \{ CI_{tecA,y} / AVU_{tecA} \times p_{inv_{tecA,y}} \times NY_y \}]] + \end{aligned}$$

Costes de producción, emisiones de CO2 y costes de operación y mantenimiento:

$$\begin{aligned} & + \sum_y \left[\sum_s \left\{ \sum_h \left((\sum_{tecT} (CV_{tecT,y} \times (p0_{tecT,h,s,y} + p_{tecT,h,s,y}) + PCO2_y \times TCO2_{tecT} \times \right. \right. \right. \\ & \quad \left. \left. \left. (p0_{tecT,h,s,y} + p_{tecT,h,s,y}) + COMV_{tecT,y} \times (p0_{tecT,h,s,y} + p_{tecT,h,s,y})) \right) \times NH_h \right) \times \right. \\ & \quad \left. NS_s \right\} \times NY_y \left. \right] \\ & + \sum_y \left[\sum_s \left\{ \sum_h \left((\sum_{tecRI} (COMV_{tecRI,y} \times (p0_{tecRI,h,s,y} + p_{tecRI,h,s,y}))) \times NH_h \right) \times NS_s \right\} \times \right. \\ & \quad \left. NY_y \right. \left. \right] \\ & + \sum_y \left[\sum_s \left\{ \sum_h \left((\sum_{tecA} COMV_{tecA,y} \times (p0_{tecA,h,s,y} + p_{tecA,h,s,y})) \times NH_h \right) \times NS_s \right\} \times NY_y \right] + \end{aligned}$$

Costes fijos de operación y mantenimiento, si se consideran años concatenados entre sí $B_AC = 1$:

$$\begin{aligned} & + [B_AC] \times \\ & \times [\sum_y [\sum_{tecT} \{ COMF0_{tecT} \times (P0_{tecT,y} - p0_{desinv_{tecT,y}}) + \sum_{z=1}^y (COMF_{tecT,z} \times \\ & \quad p_{inv_{tecT,z}}) \} \times NY_y] \\ & + \sum_y [\sum_{tecRI} \{ COMF0_{tecRI} \times (P0_{tecRI,y} - p0_{desinv_{tecRI,y}}) + \sum_{z=1}^y (COMF_{tecRI,z} \times \\ & \quad p_{inv_{tecRI,z}}) \} \times NY_y] \\ & + \sum_y [\sum_{tecA} \{ COMF0_{tecA} \times (P0_{tecA,y} - p0_{desinv_{tecA,y}}) + \sum_{z=1}^y (COMF_{tecA,z} \times \\ & \quad p_{inv_{tecA,z}}) \} \times NY_y]] + \end{aligned}$$

Costes fijos de operación y mantenimiento, si se consideran años aislados entre sí $B_AC = 0$:

$$\begin{aligned}
 &+ [1 - B_AC] \times \\
 &\quad \times [\sum_y [\sum_{tecT} \{ COMF0_{tecT} \times (P0_{tecT,y} - p0_desinv_{tecT,y}) + (COMF_{tecT,y} \times \\
 &\quad \quad p_inv_{tecT,,y}) \} \times NY_y] \\
 &\quad + \sum_y [\sum_{tecRI} \{ COMF0_{tecRI} \times (P0_{tecRI,y} - p0_desinv_{tecRI,y}) + (COMF_{tecRI,,y} \times \\
 &\quad \quad p_inv_{tecRI,,y}) \} \times NY_y] \\
 &\quad + \sum_y [\sum_{tecA} \{ COMF0_{tecA} \times (P0_{tecA,y} - p0_desinv_{tecA,y}) + (COMF_{tecA,,y} \times \\
 &\quad \quad p_inv_{tecA,,y}) \} \times NY_y]] +
 \end{aligned}$$

Costes de la energía no suministrada:

$$+ \sum_y [\sum_s \{ \sum_h (Cens_y \times pns_{h,s,y} \times NH_h) \times NS_s \} \times NY_y]$$

Con esto quedaría claro cuál es la ecuación que hay que minimizar. A continuación, se muestran las ecuaciones y limitaciones que se introducen en el modelo que los ensayos tengan sentido.

Balance de potencia en cada bloque horario:

$$\begin{aligned}
 \sum_{tecT} (p0_{tecT,h,s,y} + p_{tecT,h,s,y}) + \sum_{tecRI} (p0_{tecRI,h,s,y} + p_{tecRI,h,s,y}) + pH_{h,s,y} + \\
 \sum_{tecA} ((p0_carga_{tecA,h,s,y} + p_carga_{tecA,h,s,y}) - \\
 (p_{descarga_{tecA,h,s,y}} + p_{descarga_{tecA,h,s,y}})) = D_{h,s,y} - pns_{h,s,y} \\
 \forall h; \forall s; \forall y
 \end{aligned}$$

Límite de la energía producida con generación hidráulica por semana:

$$\sum_h (pH_{h,s,y} \times NH_h) \leq EH_{s,y} \quad \forall s; \forall y$$

Potencia instalada de cada tecnología en cada año, tanto si se consideran años concatenados entre sí $B_AC = 1$ como si se consideran años aislados entre sí $B_AC = 0$:

$$\begin{aligned}
 p0_inst_{tecT,y} = P0_{tecT,y} + [B_AC] \times [p0_inst_{tecT,y-1} - p0_desinv_{tecT,y}] \quad - [1 - \\
 B_AC] \times [p0_desinv_{tecT,y}] \quad \forall tecT; \forall y
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 p0_inst_{tecRI,y} = P0_{tecRI,y} + [B_AC] \times [p0_inst_{tecRI,y-1} - p0_desinv_{tecRI,y}] \quad - [1 - \\
 B_AC] \times [p0_desinv_{tecRI,y}] \quad \forall tecRI; \forall y
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 p0_inst_{tecA,y} = P0_{tecA,y} + [B_AC] \times [p0_inst_{tecA,y-1} - p0_desinv_{tecA,y}] \quad - [1 - \\
 B_AC] \times [p0_desinv_{tecA,y}] \quad \forall tecA; \forall y
 \end{aligned}$$

$$p_{inst_{tecT,y}} = [B_AC] \times [p_{inst_{tecT,y-1}} + p_{inv_{tecT,y}}] + [1 - B_AC] \times [p_{inv_{tecT,y}} - p_{desinv_{tecT,y}}] \quad \forall tecT; \forall y$$

$$p_{inst_{tecRI,y}} = [B_AC] \times [p_{inst_{tecRI,y-1}} + p_{inv_{tecRI,y}}] + [1 - B_AC] \times [p_{inv_{tecRI,y}} - p_{desinv_{tecRI,y}}] \quad \forall tecRI; \forall y$$

$$p_{inst_{tecA,y}} = [B_AC] \times [p_{inst_{tecA,y-1}} + p_{inv_{tecA,y}}] + [1 - B_AC] \times [p_{inv_{tecA,y}} - p_{desinv_{tecA,y}}] \quad \forall tecA; \forall y$$

Producción efectiva (disponible menos vertidos) de la generación renovable intermitente, tanto si se consideran años concatenados entre sí $B_AC = 1$ como si se consideran años aislados entre sí $B_AC = 0$:

$$p_{tecRI,h,s,y} + p0_{tecRI,h,s,y} = FDO_{tecRI,h,s} \times (P0_{tecRI,y} - p0_{desinv_{tecRI,y}}) + [B_AC] \times \sum_{z=1}^y [FD_{tecRI,h,s,z} \times p_{inv_{tecRI,z}}] + [1 - B_AC] \times FD_{tecRI,h,s,y} \times p_{inv_{tecRI,y}} - vert0_{tecRI,h,s,y} - vert_{tecRI,h,s,y} \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecRI$$

Ecuaciones del estado de carga (energía) de las instalaciones de almacenamiento y valor inicial y final para cada semana:

$$enalm0_{tecA,h,s,y} = enalm0_{tecA,h-1,s,y} + (p0_carga_{tecA,h,s,y} - p0_descarga_{tecA,h,s,y} \times Efic0_{tecA}) \times NH_h \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecA$$

$$enalm0_{tecA,0,s,y} = Ebini0_{tecA} \times RelEnPot0_{tecA} \times p0_{inst_{tecA,y}} \quad \forall s; \forall y; \forall tecA$$

$$enalm0_{tecA,H,s,y} = Ebini0_{tecA} \times RelEnPot0_{tecA} \times p0_{inst0_{tecA,y}} \quad \forall s; \forall y; \forall tecA$$

$$enalm_{tecA,h,s,y} = enalm_{tecA,h-1,s,y} + (p_carga_{tecA,h,s,y} - p_descarga_{tecA,h,s,y} \times Efic_{tecA}) \times NH_h \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecA$$

$$enalm_{tecA,0,s,y} = Ebini_{tecA} \times RelEnPot_{tecA} \times p_{inst_{tecA,y}} \quad \forall s; \forall y; \forall tecA$$

$$enalm_{tecA,H,s,y} = Ebini_{tecA} \times RelEnPot_{tecA} \times p_{inst_{tecA,y}} \quad \forall s; \forall y; \forall tecA$$

Ecuación que garantiza la seguridad de suministro, obligando la suma de las potencias firmes de todas las tecnologías supere con un margen la demanda pico del sistema en cada año:

$$\sum_{tecT} CPF_{tecT,y} \times (p0_{inst_{tecT,y}} + p_{inst_{tecT,y}}) + \sum_{tecRI} CPF_{tecRI,y} \times (p0_{inst_{tecRI,y}} + p_{inst_{tecRI,y}}) + CPFH_y \times (PH0_y + \sum_{z=1}^y PH_z) + \sum_{tecA} CPF_{tecA,y} \times (p0_{inst_{tecA,y}} + p_{inst_{tecA,y}}) \geq MPF_y \times d_pico_y \quad \forall y$$

Ecuación que garantiza la cuota mínima de generación renovable:

$$\sum_y \left[\sum_s \left\{ \sum_h \left(\left(\sum_{tecre} \left(p0_{tecre,h,s,y} + p_{tecre,h,s,y} \right) + \sum_{tech} \left(p0_{tech,h,s,y} + p_{tech,h,s,y} \right) \right) \right) \times \right. \right. \\ \left. \left. NH_h \right) \times NS_s \right\} \times NY_y \right] < Límite_renovable \times \sum_y \left(\sum_y \left(\sum_y \left(\sum_{tech} \left(D_{h,s,y} - \right. \right. \right. \right. \right. \\ \left. \left. \left. \left. pns_{h,s,y} \right) \times NY_y \right) \times NS_s \right) \times NH_h \right)$$

Cálculo de la demanda pico por año:

$$d_pico_y \geq D_{h,s,y} \quad \forall h; \forall s; \forall y$$

Límites de todas las variables de decisión del problema:

$$p0_{tecT,h,s,y} \geq 0 \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecT$$

$$p_{tecT,h,s,y} \geq 0 \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecT$$

$$p0_{tecT,h,s,y} \leq p0_inst_{tecT,y} \times FDMP0_{tecT} \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecT$$

$$p_{tecT,h,s,y} \leq p_inst_{tecT,y} \times FDMP_{tecT} \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecT$$

$$p0_{tecRI,h,s,y} \geq 0 \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecRI$$

$$p_{tecRI,h,s,y} \geq 0 \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecRI$$

$$p0_{tecRI,h,s,y} \leq p0_inst_{tecRI,y} \times FD0_{tecRI,h,s} \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecRI$$

$$p_{tecRI,h,s,y} \leq p_inst_{tecRI,y} \times FD_{tecRI,h,s,y} \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecRI$$

$$vert0_{tecRI,h,s,y} \geq 0 \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecRI$$

$$vert_{tecRI,h,s,y} \geq 0 \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecRI$$

$$pH_{h,s,y} \geq 0 \quad \forall h; \forall s; \forall y$$

$$pH_{h,s,y} \leq PH0_y + \sum_{z=1}^y PH_z \quad \forall h; \forall s; \forall y$$

$$p0_carga_{tecA,h,s,y} \geq 0 \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecA$$

$$p_carga_{tecA,h,s,y} \geq 0 \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecA$$

$$p0_carga_{tecA,h,s,y} \leq p0_inst_{tecA,y} \times FDMP0_{tecA} \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecA$$

$$p_carga_{tecA,h,s,y} \leq p_inst_{tecA,y} \times FDMP_{tecA,y} \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecA$$

$$p0_descarga_{tecA,h,s,y} \geq 0 \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecA$$

$$p_descarga_{tecA,h,s,y} \geq 0 \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecA$$

$$p0_descarga_{tecA,h,s,y} \leq p0_inst_{tecA,y} \times FDMP0_{tecA} \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecA$$

$$p_descarga_{tecA,h,s,y} \leq p_inst_{tecA,y} \times FDMP_{tecA,y} \quad \forall h; \forall s; \forall y; \forall tecA$$

$$p_inv_{tecT,y} \geq 0 \quad \forall y; \forall tecT$$

$$p_inv_{tecT,y} \leq Plim_inv_{tecT,y} \quad \forall y; \forall tecT$$

$$p_inv_{tecRI,y} \geq 0 \quad \forall y; \forall tecRI$$

$$p_inv_{tecRI,y} \leq Plim_inv_{tecRI,y} \quad \forall y; \forall tecRI$$

$$p_inv_{tecA,y} \geq 0 \quad \forall y; \forall tecA$$

$$p_inv_{tecA,y} \leq Plim_inv_{tecA,y} \quad \forall y; \forall tecA$$

$$p0_desinv_{tecT,y} \geq 0 \quad \forall y; \forall tecT$$

$$p0_desinv_{tecT,y} \leq P0_{tecT,y} \quad \forall y; \forall tecT$$

$$p0_desinv_{tecRI,y} \geq 0 \quad \forall y; \forall tecRI$$

$$p0_desinv_{tecRI,y} \leq P0_{tecRI,y} \quad \forall y; \forall tecRI$$

$$p0_desinv_{tecA,y} \geq 0 \quad \forall y; \forall tecA$$

$$p0_desinv_{tecA,y} \leq P0_{tecA,y} \quad \forall y; \forall tecA$$

6 Datos de partida

El análisis del futuro mix eléctrico óptimo, con un modelo como el desarrollado en este proyecto, depende mucho de los datos con los que se alimente el modelo. Dado que se pretende considerar un horizonte de tiempo de medio-largo plazo en este estudio, hay que tener presente que muchos de estos datos son estimaciones a futuro y que son datos que evolucionan con el tiempo. Dada la enorme incertidumbre que por lo tanto existe en estos datos, se ha construido un caso base, que servirá de escenario de referencia, a partir de las mejores estimaciones públicas que se han encontrado. Este capítulo describe como se ha construido este escenario de referencia.

Un estudio riguroso del mix óptimo a futuro requeriría construir un buen número de escenarios alternativos que permitieran entender cómo pueden variar los resultados en función de la evolución que puedan ir tomando los distintos precios de combustibles, costes de las tecnologías, evolución de la demanda, etc. Esto se escapa del alcance de este proyecto. Sin embargo, dado que unos de los objetivos del proyecto era analizar el impacto que puede llegar a tener el considerar la concatenación de los años en lugar de analizar años aislados, y como dependen el peso de las tecnologías solar, eólica y de almacenamiento en función de sus costes estimados futuros de inversión, sí se construirán, a partir de este escenario de referencia, escenarios alternativos de sensibilidad, que se describirán en el capítulo correspondiente.

Como se ha indicado, los datos con los que se ha construido un escenario base de referencia se han obtenido de otros estudios, ya que intentar hacer nuestra propia aproximación alargaría mucho el proyecto.

Como se podía esperar, no existen estudios que proporcionen la información de los diferentes parámetros con los que alimentar el modelo para cada uno de los años de aquí a 2050, sino que existen ciertas estimaciones para algunos años concretos. A la espera de seleccionar los años representativos con los que se va a trabajar, lo que se ha hecho es interpolar linealmente/cuadráticamente los datos que se han conseguido recopilar, para de esta forma poder aproximar adecuadamente los costes y precios para cada año intermedio que se necesite.

6.1 Demanda

La demanda eléctrica en España ha ido variando año a año. Aproximar la demanda que va a haber en un futuro no es tarea sencilla, ya que la demanda depende de muchos otros factores como por ejemplo la variación del PIB, la temperatura, empleo, etc. Por ello cualquier estimación puede que no sea muy precisa.

Otro aspecto a tener en cuenta es la incorporación del vehículo eléctrico. Esto puede provocar que la demanda cambie más de lo previsto. A su vez la eficiencia energética está

mejorando año a año, lo que significa que cada vez necesitamos menos energía para hacer lo mismo.

La variación de la demanda eléctrica anual (en TWh) en los últimos años se puede observar en la *Figura 6: Evolución de la demanda eléctrica anual en (TWh)*. Se aprecia que durante la crisis económica del 2008 la demanda disminuyó significativamente, y en los últimos años, está aumentando de nuevo.

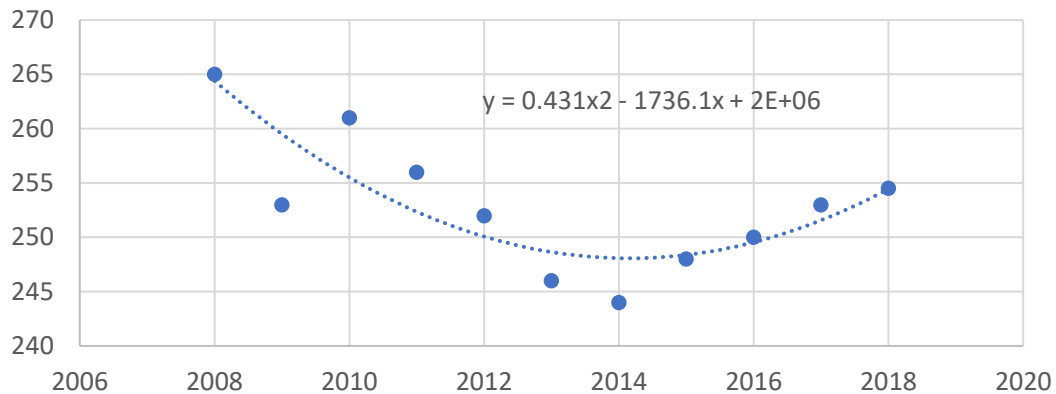


Figura 6: Evolución de la demanda eléctrica anual en (TWh)

En este proyecto se va a trabajar con un crecimiento anual medio de la demanda de 1.5%. Este dato se ha obtenido después de estudiar diferentes propuestas hechas en otros estudios por MINETUR 2014, ENTSO 2015 y CNMC 2015. Todos estos estudios estiman una variación anual futura de la demanda entre un [-0.2,2.3]%. Esta variación de la demanda depende de los diferentes escenarios que se analicen. Por ello un aumento de demanda del 1.5% anual se considera un valor razonable.

Tal y como se ha comentado anteriormente el modelo permite dividir el año en diferentes semanas representativas, esto es debido a que la demanda tiene una variación significativa dependiendo del mes. Por ello se considera que hay que hacer una distinción.

Lo primero que se tiene que considerar, para hacer esta distinción, es el número de semanas representativas que se va a usar. Para ello se van a analizar los últimos 5 años. Utilizando el balance eléctrico mensual aportado por Red Eléctrica podemos hacer una distinción entre unas semanas y otras. En la *Figura 7: Balance Energético Mensual (MW)* se muestra cual es la decisión que se tomaría si solo se tiene en cuenta la variación de la demanda.

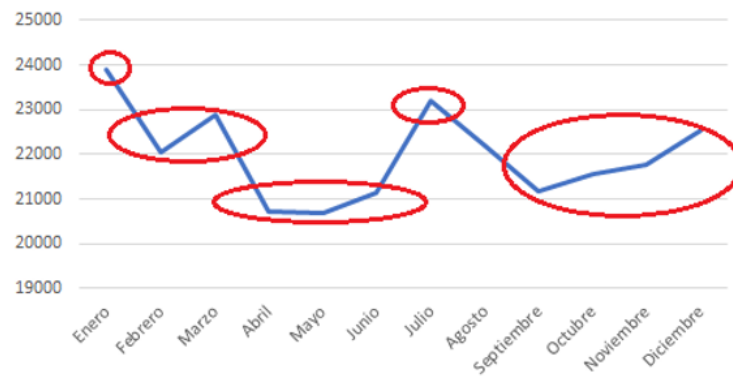


Figura 7: Balance Energético Mensual (MW)

Se han distinguido 5 grupos. Sin embargo, con el objetivo de tener una mejor precisión introduciendo en el modelo el parámetro que está relacionado con la disponibilidad de las tecnologías renovables, se va a hacer otra agrupación distinta. En el apartado Disponibilidad de la potencia se cuenta como se han calculado los coeficientes de disponibilidad para estas tecnologías, y que estos varían en función del mes. Los resultados se muestran en la *Figura 8: Disponibilidad Energía Eólica por mes* y la *Figura 9: Disponibilidad energía solar por mes*.



Figura 8: Disponibilidad Energía Eólica por mes

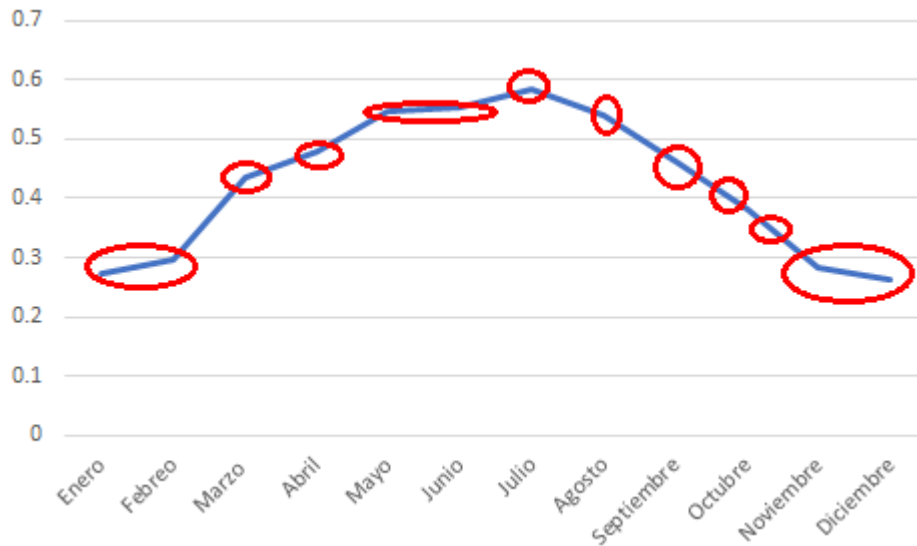


Figura 9: Disponibilidad energía solar por mes

La recopilación de esta información se encuentra en la *Tabla 3: Coeficiente disponibilidad solar y eólica por meses*. En la tabla se muestran, dependiendo de la demanda, la disponibilidad eólica y solar, los grupos de generadores que se pueden realizar por cada mes para que no se cometa demasiado error y sea una buena aproximación. Hacer hincapié en que la elección de las semanas representativas va a depender del balance energético y el coeficiente de disponibilidad de las tecnologías renovables.

Demanda	Coeficiente disponibilidad	
	Eólica	Solar
Enero	Enero	Enero
Febrero	Febrero	Febrero
Marzo	Marzo	Marzo
Abril	Abril	Abril
Mayo	Mayo	Mayo
Junio	Junio	Junio
Julio	Julio	Julio
Agosto	Agosto	Agosto
Septiembre	Septiembre	Septiembre
Octubre	Octubre	Octubre
Noviembre	Noviembre	Noviembre
Diciembre	Diciembre	Diciembre

Tabla 3: Coeficiente disponibilidad solar y eólica por meses

En la *Tabla 3: Coeficiente disponibilidad solar y eólica por meses* se muestran los grupos que se harían individualmente, es decir si consideramos cada grupo (demanda y coeficiente de

disponibilidad) por separado. Con toda esta información se ha conseguido usar un conjunto de 10 semanas representativas por año (este parámetro se puede modificar en cualquier momento y se puede hacer tan preciso como se quiera). Las semanas representativas se reflejan en la *Tabla 4: Número de semanas representativas por meses.*

		Semanas
s1	Enero	4.43
s2	Febrero	4.42
s3	Marzo	4.43
s4	Abril	4.42
s5	Mayo	4.43
s6	Junio	4.42
s7	Julio	4.43
s8	Agosto	4.42
s9	Septiembre-Octubre	8.85
s10	Noviembre-Diciembre	8.85

Tabla 4: Número de semanas representativas por meses

Con esto queda concluido cuales son las semanas representativas con las que se va a trabajar en el modelo.

Para la agrupación de las horas representativas lo que se ha hecho es representar cada hora del día de cada semana. Es decir que cada semana está compuesto por 168 horas. De cada semana se han cogido tres días representativos. Uno representa los 5 días laborables y por otra parte los sábados y domingos. Esto se debe a que la demanda eléctrica es similar de lunes a viernes, pero los fines de semana la curva es diferente. Para tener más exactitud en el modelo esto se ha contemplado.

En la *Figura 10: Curva de demanda eléctrica diaria (MW)* se muestra cual es la curva que se está introduciendo en el modelo. Esta gráfica representa la demanda real de un día laborable.

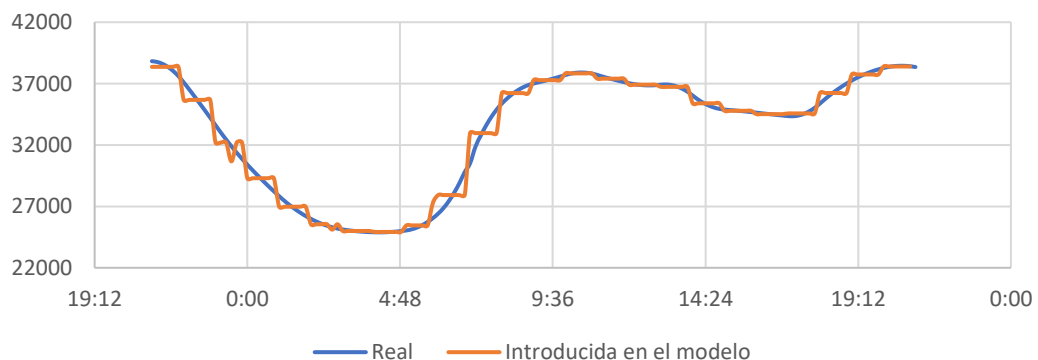


Figura 10: Curva de demanda eléctrica diaria (MW)

La suma de toda la demanda en 2018 con la aproximación que hemos hecho es de 250TWh. EL consumo real fue de 253TWh, por lo que se puede apreciar un error de un 1% (una diferencia de 3TWh). Para este proyecto se asume que este error es aceptable.

Para acabar, comentar, que se ha introducido un parámetro que representa el nivel de la gestión de la demanda. El valor de este dato es introducido por el usuario, donde se puede introducir un coeficiente distinto cada año. Este parámetro inicialmente va a tener un valor nulo, pero durante el proyecto se estudiarán varios escenarios en el que se verá cuál es la sensibilidad de los resultados en función de este parámetro. Esto se debe a que se espera que, cuando se pague la electricidad al precio real de mercado en cada instante, el pico de demanda disminuya algo y el valle aumente un poco, es decir que la curva de demanda se va a aplanar algo más y no va a haber tanta diferencia entre el pico y el valle.

6.2 Costes fijos y de inversión de las tecnologías de generación y de almacenamiento

Los valores de los costes fijos y los costes de inversión de las tecnologías de generación y almacenamiento se han obtenido del estudio de Bloomberg New Energy Finance, el informe Lazard correspondientes al ejercicio 2013 y COPAR, CFE, 2013. También se han obtenido datos del Informe costos de inversión por tecnologías de 2015 elaborado por la CNE.

Cabe destacar que el coste de inversión de las centrales térmicas y de la generación eólica no varía mucho en comparación con la de la tecnología solar que, tal y como se muestra en la tabla disminuye un 350%.

	COSTE INVERSIÓN 2019 [€/KW]	COSTE INVERSIÓN 2030 [€/KW]	COSTE INVERSIÓN 2050 [€/KW]	Interpolación costes de inversión
Nuclear	4,800	4,500	4,000	$y = 0.0733x^2 - 324.12x + 360345$
Carbón	2,500	2,141	2,141	$y = -19.781x + 42589$
Ciclo combinado	1,000	900	800	$y = -6.2753x + 13658$
Eólica	1,900	1,300	1,200	$y = -20.899x + 43959$
Solar	700	640	400	$y = -39.717x + 81674$
Bombeo	3,144	3,144	3,144	-
Hidráulica	-	-	-	-

Tabla 5: Costes de inversión por tecnologías

6.3 Coeficiente de fiabilidad de las tecnologías (seguridad de suministro)

Tal y como se ha explicado anteriormente la seguridad de suministro del sistema juega un papel fundamental en todo modelo, dado que hay que asegurar el suministro de la energía en todo momento y con un margen de seguridad elevado. Esto va a implicar que se requieran mayores inversiones en generación y que el coste de la energía sea algo mayor. La seguridad

de suministro está relacionada con los fallos, averías y la disponibilidad del recurso primario o combustible. Estos factores se han obtenido de la página oficial de Red Eléctrica.

Destacar como las energías renovables tienen un coeficiente de fiabilidad muy bajo, por esta razón actualmente necesitamos la ayuda de otras tecnologías no renovables para asegurar el suministro de la electricidad.

	Coeficiente de fiabilidad
Nuclear	0.97
Carbón	0.95
Ciclo combinado	0.96
Eólica	0.07
Solar	0
Almacenamiento	0.96
Bombeo	0.77
Hidráulica	0.44

Tabla 6: Coeficiente de fiabilidad por tecnologías

6.4 Precio de los combustibles y de las emisiones

Algunas tecnologías, como la nuclear, carbón y ciclo combinado necesitan unas materias primas para poder producir energía. Este coste de los combustibles está representado en los costes variables de producción de cada tecnología. Los costes de estos combustibles se encuentran en la *Tabla 7: Costes variables por combustible del gas y del carbón*. Los datos se han obtenido de un estudio elaborado por Bloomberg New Energy Finance y del “Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles”.

Para calcular cuales son los costes de producción de cada tecnología hace falta saber el precio del combustible y el consumo específico (ton/MWh) de dicha tecnología. Estos valores se recogen en la *Tabla 7: Costes variables por combustible del gas y del carbón*. La fuente que se ha utilizado ha sido el “Informe de Costos por Tecnología de Generación” (CNE, 2016) y el estudio “Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants” (EIA, 2016).

Por supuesto para las energías renovables no tienen este coste ya que no necesitan ningún tipo de combustible para funcionar. Por otra parte, el coste variable de producción de las centrales nucleares se va a considerar constante a lo largo del tiempo. Esto se debe a que el coste variable de producción para este tipo de centrales es muy pequeño, por lo que no va a tener tanta importancia en el modelo. También decir que no se ha encontrado ninguna buena estimación para este combustible. El valor del coste variable de producción de la central nuclear es de 7.48 €/MWh. Este dato se ha obtenido usando los valores de UX Consulting Company y

del departamento de ingeniería eléctrica de Chile. Para generar 1MWh de energía se necesita 0.024Kg de U3O8 (a un coste de 88.6€/Kg), 0.02Kg de uranio convertido (a un coste de 9.3€/Kg), 0.019 SWU de enriquecimiento (a un coste de 142€/SWU) y por último 0.0027Kg de combustible nuclear (a un coste de 267€/Kg).

		Coste combustible [€/ton] / [€/BTU]				Total [€/MWh]		
Consumo específico [Ton/MWh]		2019	2030	2050	2019	2030	2050	Progresión
Gas	6.5	5.32	6.27	7.45	34.58	40.75	48.45	$y = 0.7516x - 1491$
Carbón	0.4	61.45	55.79	53.91	24.58	22.31	21.54	$y = 0.1757x - 320.02$

Tabla 7: Costes variables por combustible del gas y del carbón

Por otro lado, hay que entender a qué se debe el coste de las emisiones de CO2. El objetivo principal de este coste es disminuir la contaminación y las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por las centrales eléctricas, que contribuyen en una gran medida al aumento del CO2 e nuestro planeta. Este coste lo que hace es favorecer a las tecnologías renovables ya que estas no producen CO2 y se ahorran este coste, lo que les hace más competitivos en el mercado eléctrico. El coste por las emisiones de CO2 depende de varios factores, en la siguiente gráfica se puede observar la evolución de los últimos 10 años. La información está obtenida de la página oficial de SENDECO2.

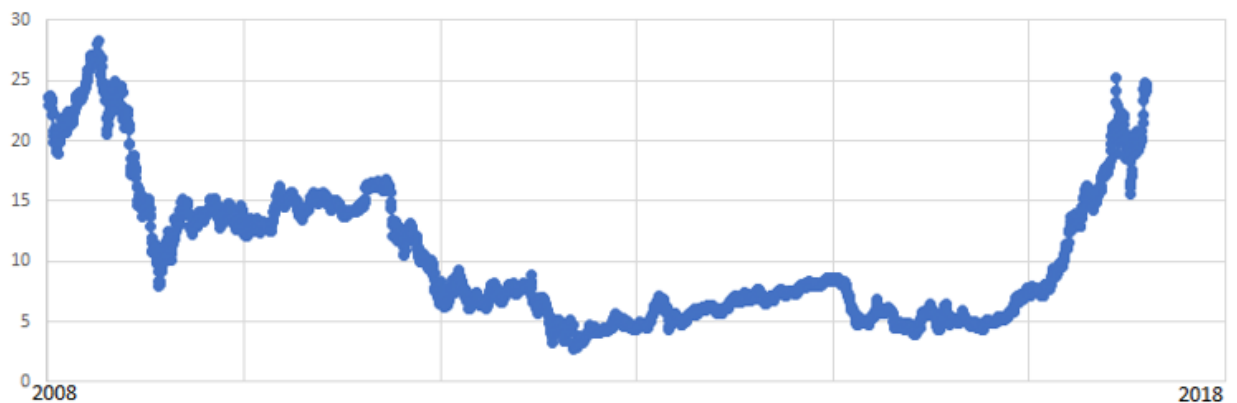


Figura 11: Evolución coste de las emisiones (euros)

Para el estudio inicial se va a suponer un precio inicial de 25€/tonelada de CO2 que es el último precio del CO2 de mayo de 2019. Se estudiarán diferentes escenarios para ver la importancia que tiene este parámetro a la hora de optimizar el mix eléctrico.

6.5 Costes de operación y mantenimiento

En cuanto a los costes de operación y mantenimiento se ha distinguido entre los costes fijos y costes variables. Estos costes representan las inversiones que hay que hacer para que la planta esté en las mejores condiciones posibles de operación.

Los costes fijos están relacionados con los salarios del personal, los diferentes servicios del personal, herramientas y gastos generales. Los costes variables están más enfocados a los costes de mantenimiento (productos, limpieza) que depende de la cantidad de veces que se use, por ello es variable.

Los valores se han obtenido del “Informe de Costos por Tecnología de Generación” (CNE, 2016) y el estudio “Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants” (EIA, 2016). El resultado se puede observar en la *Tabla 8*.

	Coste variable OYM [€/MWh]	Coste fijo OYM [€/MWh]
Nuclear	6.3	4.2
Carbón	4.6	5.6
Ciclo combinado	2	1.8
Eólica	0	4.53
Solar	0	2.28
Hidráulica	6	3.4
Bombeo	0	5

Tabla 8: Costes variables de OYM por tecnologías

Para el almacenamiento solo se han encontrado datos del precio en KWh, que es de 500€/KWH. Los datos obtenidos para el almacenamiento de las baterías se han obtenido de la Universidad de Chile “Evaluación económica de un sistema de baterías para la optimización de cargos por potencia en el mercado chileno”, y según un estudio elaborado por IRENA en 2015 el precio va a disminuir un 66% en 2030. Este es el único coste que se va a tener en cuenta para este tipo de almacenamiento.

6.6 Disponibilidad de la potencia

Cada tecnología tendrá un valor de disponibilidad diferente. Estos parámetros se han obtenido de un estudio elaborado por Bloomberg New Energy Finance y del “Informe de Costos por Tecnología de Generación” (CNE, 2016) y el estudio “Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants” (EIA, 2016).

	Disponibilidad
Nuclear	0.8
Carbón	0.8
Ciclo combinado	0.75
Hidráulica	0.35
Bombeo	0.4
Almacenamiento	0.95

Tabla 9: Disponibilidad por tecnologías

Se va a considerar que este factor de disponibilidad es constante durante todos los años en todas las tecnologías excepto en las renovables. Para las renovables se va a considerar que la disponibilidad mejora linealmente desde 0.27 en 2020 a 0.35 en 2050 para la solar y de 0.33 en 2018 a 0.43 en 2050 para la eólica, es decir va a mejorar un 25% con respecto a la actual. Este valor se ha obtenido de un estudio hecho por TYNDP. Esto se debe a que se espera que en un futuro esta tecnología mejore considerablemente. Este factor de disponibilidad aparte de ir mejorando año a año para estas tecnologías también va a depender de la época del año y de cada hora, ya que de noche la disponibilidad de la solar será diferente a la del día. Obviamente se va a considerar la tecnología solar PV solo puede producir durante el día, es decir durante la hora representativa 1.

Para la obtención de estos datos lo que se ha hecho es, a partir de la información recogida por Red Eléctrica, usar los datos de la potencia instalada y la energía aportada por estas tecnologías. Con estos dos parámetros se puede obtener cual es la disponibilidad. Esto se puede hacer ya que estos tipos de centrales siempre están un funcionamiento. Para conseguir unos datos más fiables se ha hecho una media de los últimos 5 años.

$$Disponibilidad = \frac{Energía\ aportada}{Potencia\ Instalada * Número\ de\ horas\ (por\ mes)}$$

Al tener todas las horas del día representadas se permite introducir cual es la disponibilidad de las tecnologías renovables en cada momento. En la tecnología solar se ha supuesto que este coeficiente es diferente en cada mes, pero es igual en cada momento del día cuando hay luz solar. Para la tecnología eólica se ha supuesto que este coeficiente es constante durante todas las horas del día.

6.7 Años útiles de las centrales

Es importante saber cuál es la vida útil de cada central, ya que el coste de inversión anual dependerá de este factor. Según la información aportada por Expansión, en la que se ha estudiado la vida útil de las diferentes centrales de generación eléctrica en España para los parques de generación de Endesa, Iberdrola, Gas Naturas, EDP y Viesgo, la vida útil de las centrales se muestra en la *Tabla 10: Años de vida útil por tecnologías*.

	Años
Nuclear	40
Carbón	35
Ciclo combinado	25
Hidráulica	65
Eólica	25
Solar	30
Bombeo	55

Tabla 10: Años de vida útil por tecnologías

6.8 Potencia instalada

El escenario de referencia tiene en cuenta la potencia existente ya instalada al principio del periodo de estudio. Esta información se ha obtenido de la página oficial de Red Eléctrica.

	Potencia instalada (GW)
Hidráulica	17
Bombeo	3.3
Nuclear	7.1
Carbón	9.6
Ciclo combinado	24.6
Eólica	23.1
Solar fotovoltaica	4.5

Tabla 11: Potencia instalada previa al estudio

En relación con la potencia instalada, al estar haciendo un estudio a 30 años, es importante tener en cuenta en que año se construyeron las centrales, ya que éstas tienen una vida útil y va a llegar un momento en el que no podamos contar con esa potencia. Tal y como se ha comentado en la explicación del modelo, se ha diseñado de tal forma que cada año representativo se indica cual es la potencia instalada anteriormente. Gracias a las estadísticas aportadas por REE podemos saber en qué años se construyeron estas centrales. La mayor parte de la potencia instalada está formada por el ciclo combinado y la eólica. El año de construcción de la potencia de estas tecnologías se presenta en la *Tabla 12: Potencia que se pierde a lo largo de los años*. Tanto para la tecnología nuclear como la hidráulica se va a considerar que la potencia es constante, sin embargo, para el resto de las tecnologías se va a asumir que no se va a poder contar con esta potencia instalada a partir de 2040. Esto se debe a que para este año estas tecnologías ya habrán superado su límite de vida útil. Por otro lado, esto también se debe a que hay algunas tecnologías que se están cerrando por motivos de contaminación, por ejemplo, las centrales de carbón, que desde el 2010 se están cerrando con la perspectiva de sustituir su uso

por el de energías renovables con el fin de frenar el efecto invernadero y el calentamiento global.

	Ciclo combinado	Eólica
2002	2.62	4.39
2003	4.12	5.82
2004	8.06	7.78
2005	11.99	9.65
2006	15.30	11.29
2007	20.67	13.53
2008	21.37	15.99
2009	22.75	18.71

Tabla 12: Potencia que se pierde a lo largo de los años

Con esta información ya queda claro cuál es la potencia instalada previa en cada año representativo.

6.9 Eficiencia

La eficiencia de las centrales hidráulicas está entre el 70%-80% según un estudio elaborado por Iberdrola en 2014 “Almacenamiento de energía: Centrales Hidráulicas Reversibles”. Por ello, para este estudio se va a utilizar un coeficiente de 0.7.

Un estudio elaborado por la Universidad de Sevilla, “Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico” la eficiencia de las baterías para almacenar grandes cantidades de energía es del 94%.

6.10 Tasa de descuento

La tasa de descuento es un factor que no se puede despreciar, indica cuánto vale ahora el dinero de una fecha futura. Es decir, sirve para aumentar el valor en el dinero presente. En esta tasa de descuento también se refleja el beneficio que una empresa privada va a obtener en función del dinero que invierta.

Por ello esta tasa de descuento no puede ser 0, primero porque el dinero del futuro en el presente vale menos, y porque si no se obtiene ningún beneficio ninguna empresa invertiría en este sector. Los valores típicos para la tasa de descuento en este sector varían entre el 4%-10%. Estos valores se han obtenido de diferentes informes como “Estudio técnico de viabilidad de escenarios de generación eléctrica en el medio plazo en España” y “análisis de escenarios futuros para el sector eléctrico en España para el periodo 2025-2050”. Para este estudio se empezará usando una tasa del 8%.

6.11 Precio de la energía no suministrada

Hay momentos en los que un consumidor quiere usar energía eléctrica, pero esta no está disponible. Esto es su problema y para evitarlo existe lo que se llama coste de la energía no suministrada. En el modelo base este precio se ha puesto muy elevado para que en todo momento la generación eléctrica sea igual a la demanda. En este análisis se va a estudiar la cantidad de energía no suministrada en función del precio.

Es interesante saber, a lo largo de estos años cual ha sido la energía no suministrada en España. Estos valores se muestran en la *Figura 12: Energía no suministrada (MWh)*.

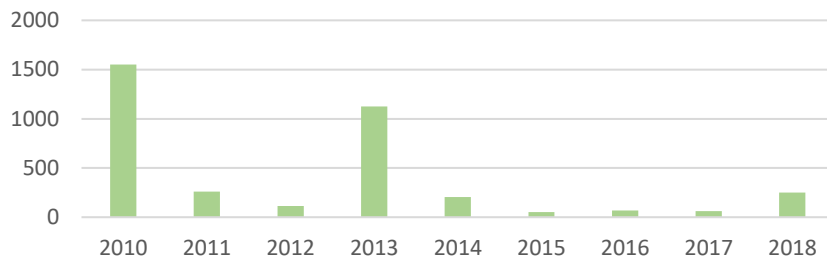


Figura 12: Energía no suministrada (MWh)

Mientras el precio de la energía sea mayor que el precio máximo resultante del sistema no va a ver energía no suministrada. Para este modelo se va a suponer que el precio de la energía no suministrada es muy alto de tal forma que la energía no suministrada va a ser nula.

7 Análisis de resultados

Lo primero que se debe tener en cuenta, a la hora de analizar estos resultados, es dejar claro cuáles son las limitaciones que tiene el modelo. Estas limitaciones están explicadas en el apartado Limitaciones del modelo. También es importante tener claro cuáles son los valores de los parámetros que se han usado para hacer este primer análisis de resultados. Estos valores están indicados en el apartado Datos de partida.

Los objetivos principales de este análisis inicial es observar y entender porque se obtiene este mix óptimo eléctrico. Para ello se tendrá que examinar los valores de las diferentes variables que forman el modelo.

Por otro lado, también es importante comprobar, dentro de lo posible, que los resultados alcanzados sean correctos y coherentes. Una posible comprobación que se puede hacer para comprobar esto es verificar que los costes de las diferentes tecnologías sean igual a los ingresos de estas. Esta condición se tiene que cumplir obligatoriamente, ya que sino los resultados no son válidos. Esto tiene una explicación:

- Si los costes fueran mayores que los ingresos, ninguna empresa invertiría en este sector.
- Los ingresos no pueden ser mayores que los costes ya que si no, no se tendría la configuración óptima, sino que habría otra configuración más barata. Esto se puede decir ya que el modelo, a través de la tasa de descuento, ya recoge los posibles beneficios de cada tecnología.

Un factor a tener en cuenta en esta verificación es que el modelo solo optimiza la inversión de la tecnología nueva, por ello solamente los costes de la tecnología que el modelo ha decidido instalar han de ser iguales a los ingresos de la potencia producida solamente de la tecnología nueva. Esto se puede comprobar en el apartado Costes igual a ingresos.

Una vez dicho que consideraciones hay que tener en cuenta a la hora de interpretar estos resultados y las comprobaciones mínimas que hay que realizar, se pasa a explicar los valores obtenidos.

Tal y como se ha explicado anteriormente, el modelo está preparado para hacer un estudio teniendo en cuenta los años concatenados y años separados, y por otro lado se puede tener en cuenta, o no, la tasa de descuento. Sin embargo, si se analiza los resultados que se obtienen al modelar sin tener en cuenta la tasa de descuento salen resultados incoherentes, no tienen sentido y no reflejan la realidad.

Por ejemplo, se obtiene que en el año 2020 hay que desinstalar 4.26GW de carbón y 14.36GW de ciclo combinado e instalar 40GW de nuclear. Es decir que sale más barato instalar y producir con nuclear que producir con la potencia ya existente. Esto es posible ya que, al no

tener en cuenta la tasa de descuento, el precio de inversión no refleja el valor real que cuesta la inversión. Por ejemplo, en el año 2020 el coste de inversión de la nuclear por KW al año es de 112.5€/KW, donde este valor está calculado como el coste de inversión dividido entre los años útiles de la central, sin embargo, si tenemos en cuenta una tasa de descuento del 8%, el coste de inversión es de 337.37€/KW. La diferencia entre estos dos valores es más del triple.

Con esto se llega a la primera conclusión de este proyecto, no tiene sentido analizar el mix óptimo con una tasa de descuento igual a cero ya que no representa adecuadamente la actualidad del sistema. Por este motivo a partir de ahora se van a hacer todos los estudios solamente aplicando una tasa de descuento mayor a cero.

Para hacer este análisis primero se va a estudiar con algo más de detalle los resultados que se obtienen al trabajar con años no concatenados, y luego se analizará la diferencia entre modelar con años concatenados.

7.1 Años no concatenados

7.1.1 Potencia

En este ensayo, el modelo va a optimizar la mejor configuración posible para cada año por separado, sin tener en cuenta lo que se ha ido instalado en los años anteriores y sin tener una perspectiva del futuro. En la *Figura 13: Potencia Invertida años no concatenados (GW)* se muestra cual es la potencia instalada en GW de cada tecnología.

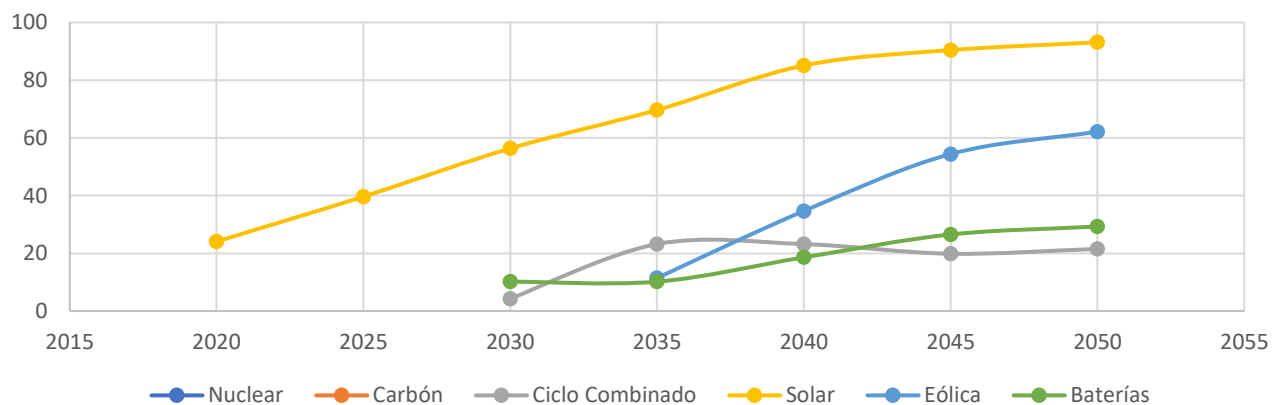


Figura 13: Potencia Invertida años no concatenados (GW)

Para tener una visión general de cuál va a ser la configuración del parque en cada año, y poder analizar los resultados obtenidos, en la *Figura 14: Potencia total instalada años no concatenados (GW)* se muestra la potencia total instalada en GW en cada año.

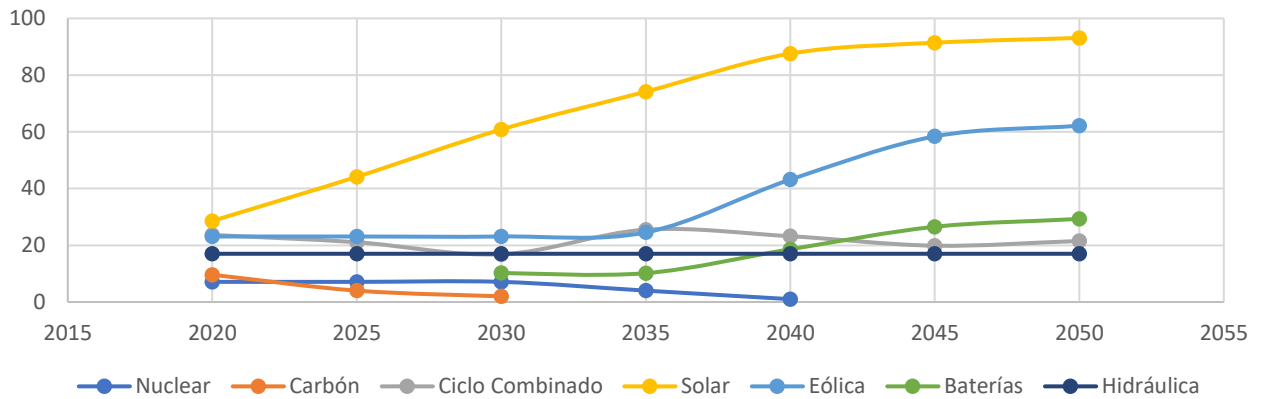


Figura 14: Potencia total instalada años no concatenados (GW)

En primer lugar, se observa la importancia de las tecnologías renovables, su potencia instalada incrementa considerablemente en función del tiempo. Esto se debe a que el coste de inversión para este tipo de tecnologías va disminuyendo y el coeficiente de disponibilidad va aumentando gracias a los avances tecnológicos. Es interesante ver como una fuente de energía renovable económicamente es viable sin ningún tipo de subvención. En un futuro cercano se va a contar con una potencia renovable de más de seis veces con respecto a la actual. También decir que la variable dual asociada a la restricción que fija la cuota mínima de generación obtenida de fuentes renovables es cero, lo que implica que está restricción no interfiere en este ensayo.

Con respecto a la potencia térmica se observa que tanto las centrales de carbón como la nuclear desaparecen completamente. De hecho, resulta que, no solo es que no sea rentable producir con este tipo de centrales, sino que hay momentos en el que el modelo aconseja desinvertir la potencia que ya está instalada, en concreto, en 2020 desinstala 0.7GW de ciclo combinado de los 23GW que hay en ese momento. Esto se debe a que esta potencia no se necesita y al tener un coste fijo sale más caro tener las centrales activas que desinstalarlas.

La única tecnología térmica que sobrevive es el ciclo combinado. Esto es debido a que es la tecnología que menos inversión necesita, y el uso que se le va a dar a esta potencia no es muy elevado. El ciclo combinado aporta potencia en las horas en las que la demanda es elevada y la potencia solar no puede participar debido a la falta de luz, es decir el ciclo combinado se utiliza para cubrir la demanda del pico nocturno.

Con el objetivo de entender porque desaparecen completamente estas dos tecnologías (carbón y nuclear), se ha hecho un estudio. Se quiere analizar los costes de las diferentes tecnologías en función de la energía que hay que producir. Para ello se va a instalar 1GW real ($Potencia_{instalada} / (Coeficiente\ de\ disponibilidad)$) de cada tecnología. La Figura 15: Coste por

MWh producido muestra los resultados obtenidos. La tecnología solar se ha decidido no representarlas ya que su coeficiente de disponibilidad es cero en muchas horas del día.

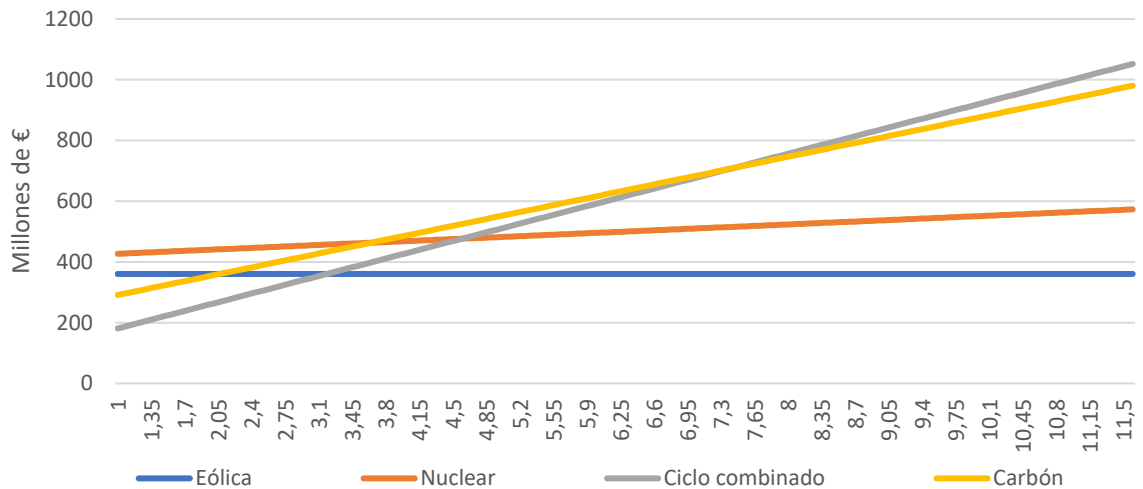


Figura 15: Coste por MWh producido

Estos resultados son muy interesantes. Se observa que efectivamente en ningún momento, económicamente, la nuclear y el carbón es la mejor opción económicamente. Por ello el modelo nunca decide invertir. El ciclo combina es la opción más económica si se necesita tener potencia instalada con poco uso y la eólica la mejor opción para producir grandes cantidades de energía. Es decir, la eólica tendrá la función que tiene actualmente las centrales nucleares. Para esta conclusión es importante tener en cuenta las limitaciones del modelo. Se ha puesto un coeficiente de disponibilidad constante en cada mes, en la vida real, va a haber momentos en los que no podamos producir con esta tecnología por las condiciones climatológicas y este cálculo ya no tenga sentido. Pero es cierto que con las condiciones que se han implementado en el modelo los resultados que salen son estos.

Por último, cabe destacar la potencia invertida en almacenamiento en baterías a partir de 2030. Hay que considerar que se ha puesto un límite al bombeo debido a que este tipo de almacenamiento ya está muy explotado y no hay mucha oportunidad de aumentar la potencia instalada de 3.3GW.

La explicación de que se invierta tanto en baterías es simplemente debido a la restricción de la firmeza, ya que si esta se elimina se deja de instalar toda esta potencia en baterías. La variable dual asociada a esta restricción permanece activa desde 2025. El ciclo combinado es la mejor opción para garantizar la firmeza hasta que el coste de inversión de las baterías disminuye. Con esto se concluye que, en un futuro, el uso de las baterías es la opción más económica para conseguir la firmeza del sistema requerida. Entre el almacenamiento de bombeo y baterías, la hidráulica y el ciclo combinado se asegura el margen de potencia firme requerida.

7.1.2 Energía suministrada por cada tecnología

La energía suministrada se calcula como la potencia que se está aportando en cada instante por el tiempo en el que esté en funcionamiento. Con esta variable se puede calcular cuanta energía proviene de cada tecnología. No solo es importante saber qué cantidad de potencia se tiene que instalar, sino que también hay que analizar cuanta de esa potencia se está usando. Se calcula cuanta energía es producida por cada tecnología en cada año. Estos valores se representan en la *Figura 16: Energía producida años no concatenados (TWh)*.

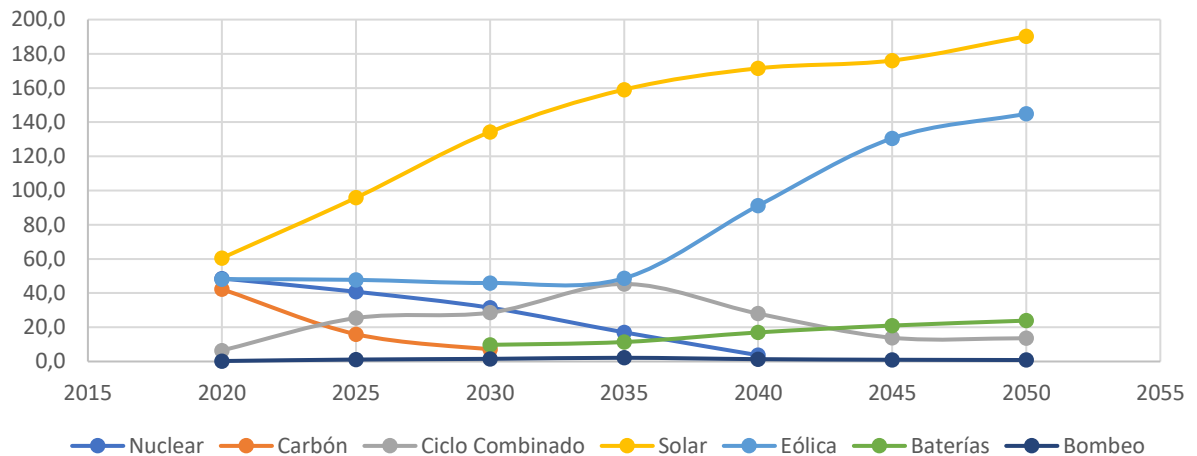


Figura 16: Energía producida años no concatenados (TWh)

A medida que se va desapareciendo la tecnología nuclear y la de carbón la energía suministrada por el ciclo combinado es mayor, hasta llegar a 2040, donde la eólica pasa a tener mucha más importancia. A pesar de tener una potencia invertida de ciclo combinado similar a partir de 2040 la energía suministrada es menor. Esto significa que gracias a las baterías se va a poder almacenar más energía que se devolverá al sistema cuando el ciclo combinado esté en funcionamiento, aun así, va a ver momentos en los que se a necesitar es potencia instalada.

La suma de la energía suministrada tiene que ser igual a la energía demanda, más la energía no suministrada, que en este caso es nula. Pero también se han de tener en cuenta los vertidos. Estos se producen debido a que la energía renovable, al no tener costes variables, está produciendo siempre que puede. Va a haber momentos en que la energía que se puede producir sea mayor que la energía demanda. Esta producción se puede almacenar en las estaciones de bombeo o en las baterías, pero si la capacidad de estas estaciones está completa, resulta que tiene que haber vertidos a la red. Siempre que hay vertidos el precio de la energía es nulo. En la *Figura 17: Vertidos años no concatenados (TWh)* se puede ver los vertidos que se generan en este ensayo.

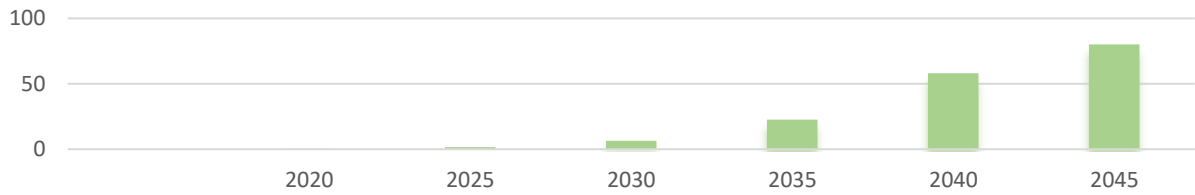


Figura 17: Vertidos años no concatenados (TWh)

Los vertidos que se producen están relacionados con la potencia instalada de la energía renovable del sistema. Se observa que con respecto a la demanda total, los vertidos representan un máximo del 20%. Es interesante saber en qué momento se producen estos vertidos. La mayor parte de los vertidos se da en las horas nocturnas debido a que la potencia eólica instalada es muy alta. Desde noviembre hasta enero los vertidos casi son nulos ya que la demanda en estas épocas está por encima de la media y además el coeficiente de disponibilidad de la energía solar no es tan elevado como en el resto de los meses. Por ejemplo, en Julio y Agosto también se tiene una demanda muy elevada de energía, pero como se puede obtener mucha energía del sol, se producen menos vertidos. El coeficiente de disponibilidad de enero a julio pasa de ser 0.34 a 0.66. El mes con mayores vertidos, es mayo. Es un mes donde ambos coeficientes de disponibilidad están considerablemente altos y la energía demandada no es muy elevada.

El tener vertidos implica que la energía almacenada por las tecnologías de almacenamiento está completa. El sistema de almacenamiento funciona de tal forma que consume energía en las horas en las que el precio es más barato y devuelve esta energía al sistema en las que el precio es más caro. Por ejemplo, en vez de tener vertidos, se almacena para devolver esta energía cuando más se necesita. Hay que tener en cuenta que el rendimiento de este proceso es del 70% para el bombeo y del 94% para las baterías, lo que implica que se consumirá más energía de la que se aporte. Aun así, hay momentos en los que interesa almacenar energía debido a que el precio de los vertidos es nulo, porque interesa almacenarlo independientemente del rendimiento de este tipo de estaciones de almacenamientos.

En la *Figura 18: Energía producida por la tecnología de almacenamiento (TWh)*, se muestra la energía aportada por este tipo de tecnologías en función del año.

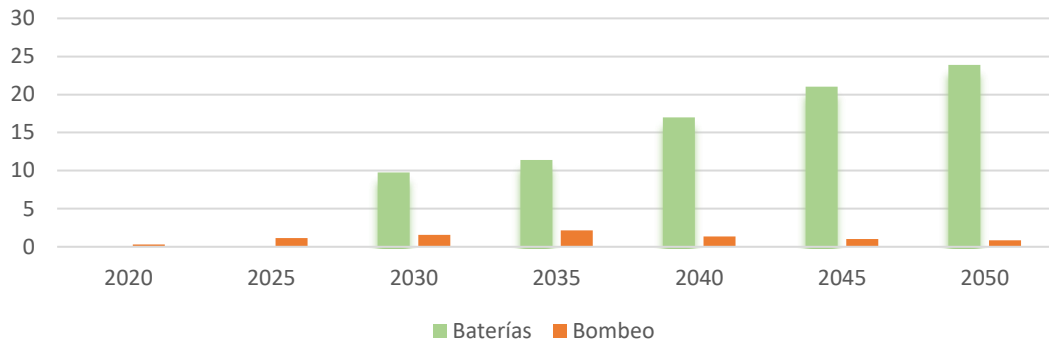


Figura 18: Energía producida por la tecnología de almacenamiento (TWh)

El almacenamiento de energía no es muy significativo, ya que se almacena menos de un 7% de la demanda total. El almacenamiento de energía está explotado al máximo, ya que al haber vertidos indica que no se puede almacenar toda la energía deseada. Hay que tener en cuenta que el modelo se ha diseñado de tal forma que solo se puede almacenar energía a lo largo de la semana. La energía almacena aumenta en función de la potencia instalada. Al ser el rendimiento de las baterías mayor que el del bombeo, primero se almacena toda la energía posible en las baterías, y cuando su capacidad está llena se almacena en las estaciones de bombeo. Llama la atención que haya desperdicios contando con 30GW de potencia.

Por otra parte, anteriormente se ha comentado que uno de los objetivos con los que España se ha comprometido con la Unión Europea es a cumplir que un cierto porcentaje de la energía provenga de fuentes renovables. Este porcentaje se puede ver en la *Tabla 2: Cuota de generación renovable*. En nuestro modelo, por fuentes renovables se entiende a la energía producida por las centrales hidráulicas, plantas fotovoltaicas y los parques eólicos. En la *Figura 19: Porcentaje de energía producida por fuentes renovables* se muestra el porcentaje de energía producida por este tipo de tecnologías respecto a la energía demandada total.

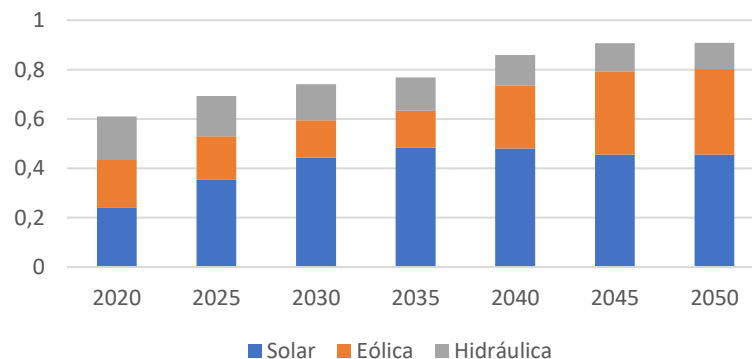


Figura 19: Porcentaje de energía producida por fuentes renovables

Teniendo en cuenta los parámetros introducidos en el modelo, y las limitaciones de este, el porcentaje de energía generada por tecnologías limpias cumple con los objetivos con los que España se ha comprometido. Resaltar que estos resultados se han obtenido sin utilizar la restricción de cuotas renovables ya que no hace falta.

7.1.3 Costes

7.1.3.1 Costes de inversión

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ciclo combinado			1,819.19	9,644.25	9,296.10	7,667.94	7,991.76
Solar	13,897.96	15,845.91	16,013.12	18,563.97	19,838.98	18,069.46	16,542.73
Eólica				7,651.98	21,502.61	31,094.82	32,489.22
Batería			17,14.376	1,459.52	22,17.59	2,520.74	2,073.72
TOTAL	13,897.96	15,845.91	19,546.69	37,319.72	52,855.28	59,352.96	59,097.43

Tabla 13: Costes de inversión por tecnologías años no concatenados (millones de €)

El coste de inversión va creciendo año a año, ya que cada vez hace falta más potencia instalada y la potencia previa existente va desapareciendo. Llama la atención que el coste de inversión es menor en 2050 que en 2045, esto es debido a que el coste de inversión en €/KW de la solar disminuye considerablemente.

7.1.3.2 Costes variables

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nuclear	3,345.95	2,810.89	2,167.39	1,175.17	252.79	0	0
Carbón	12,682.96	4,795.29	2,190.42	0	0	0	0
Ciclo combinado	2,263.07	9,143.99	10,579.64	17,254.21	10,943.99	5,573.98	5,592.36
TOTAL	18,291.44	16,750.83	14,937.46	18,429.57	1,1196.88	5,573.99	5,592.306

Tabla 14: Costes variables por tecnologías años no concatenados (millones de €)

7.1.3.3 Precio de la energía

El precio de la energía tiene el valor de la variable dual asociada a la ecuación que garantiza que la producción sea igual a la demanda, esta variable representa lo que cuesta producir una unidad más de energía, es decir la derivada de la ecuación del balance. Para cada hora se obtiene un precio, en la *Figura 20: Precio de la energía años no concatenados (€/MWh)* se representa el precio medio por mes y por año en €/MWh.

	s1	s2	s3	s4	s5	s6	s7	s8	s9	s10	MEDIA
2020	69.79	69.96	69.87	59.99	69.87	69.91	69.96	69.96	69.96	69.96	69.17
2025	72.00	72.00	72.00	72.00	71.89	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	71.99
2030	72.76	73.59	64.79	19.65	13.45	16.33	31.25	46.95	69.12	73.98	53.17
2035	78.36	76.22	67.70	53.83	24.97	20.38	25.02	33.80	71.05	76.08	57.08
2040	194.12	77.85	27.08	4.81	0.00	4.03	25.69	28.72	70.55	78.07	57.26
2045	143.40	74.28	0.51	0.54	0.00	4.14	26.36	29.47	51.91	79.56	47.05
2050	76.22	74.68	0.52	0.55	0.00	0.48	0.48	30.22	33.81	81.36	35.92

Figura 20: Precio de la energía años no concatenados (€/MWh)

El precio de la energía va disminuyendo cada año, debido principalmente a que los costes de inversión van disminuyendo poco a poco. El precio obtenido en 2020 es algo mayor al que se está manejando ahora mismo, que es de 53€/MWh. Esta diferencia se debe a que el modelo no es perfecto, como se ha explicado anteriormente, el modelo tiene unos límites. Por otra parte, los costes de cada central son diferentes, aquí simplemente se ha hecho una estimación. Decir también, que en el modelo no se contemplan todas las tecnologías posibles que existen actualmente, como por ejemplo la biomasa. Dicho esto, el precio de la energía es más caro desde el mes de noviembre a enero, que justamente es donde el ciclo combinado tiene más importancia debido a que el coeficiente de disponibilidad de la energía solar es más bajo.

7.1.3.4 Coste de la ecuación de suministro

El coste de la ecuación de suministro está relacionado con el coste que implica añadir esta restricción. Es decir, si esta ecuación no existiera, el modelo tendría un grado más de libertad, y de esta forma podría reducir es coste total con respecto al actual. Por añadir esta ecuación supone un coste que se refleja en la *Tabla 15: Coste por garantizar el suministro años no concatenados (millones de €)*.

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Coste de garantizar el suministro	0.001875	86.09	49.67	44.11	45.13	44.58

Tabla 15: Coste por garantizar el suministro años no concatenados (millones de €)

Los primeros años se observa que esta restricción apenas afecta, pero a partir de 2030 sí que supone un coste más significativo.

7.1.3.5 Coste de cuota de energía

Para este ensayo, tal y como se ha comentado anteriormente, esta restricción no está activa, por lo que no afecta al sistema y no supone ningún coste extra.

7.1.4 Ingresos por tecnologías

Se calcula cuál es el ingreso de cada tecnología distinguiendo entre los ingresos debidos a la potencia nueva invertida y la potencia ya existente previa al estudio. Los ingresos están obtenidos como la energía que suministran por el precio de la energía en cada momento, más la potencia instalada por el coste de la ecuación de suministros, teniendo en cuenta los diferentes coeficientes.

7.1.4.1 Ingresos por la potencia previa ya existente

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nuclear	14,789.52	11,992.53	13,192.72	7,829.16	1,762.41	0.00	0.00
Carbon	14,194.44	5,678.16	3,461.94	0.00	0.00	0.00	0.00
Ciclo combinado	2,263.05	9,144.11	13,378.96	2,338.67	0.00	0.00	0.00
Solar	3,113.34	2,064.09	1,406.25	1,263.03	587.32	192.40	0.00
Eólica	14,685.27	12,553.55	11,503.85	7,697.39	4,431.66	1,840.59	0.00
Bombeo	29.26	220.54	1,703.90	1,341.81	1,081.49	947.53	784.07
TOTAL	49,074.88	41,652.98	44,647.61	20,470.05	7,862.88	2,980.51	784.07

Tabla 16: Ingresos por la potencia previa ya existente años no concatenados (millones de €)

7.1.4.2 Ingresos por la potencia nueva

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ciclo combinado	0.00		4,442.17	25,516.22	20,240.29	13,242.11	13,584.28
Solar	13,898.23	15,846.36	16,013.76	18,564.76	19,839.95	18,070.49	16,543.79
Eólica	0.00	0.00	0.00	7,652.24	21,503.40	31,096.06	32,490.63
Almacenamiento	0.00		5,143.87	4,379.40	6,654.09	7,563.93	6,223.09
TOTAL	13,898.23	15,846.36	25,599.80	56,112.62	6,8237.73	69,972.59	68,841.79

Tabla 17: Ingresos por potencia nueva años no concatenados (millones de €)

Llama la atención los ingresos debidos al almacenamiento de baterías. En la *Figura 18: Energía producida por la tecnología de almacenamiento (TWh)* se puede observar la energía que aporta, que es menor que la solar, pero sin embargo sus ingresos son mayores. Esto es debido a que el almacenamiento está vertiendo energía a la red cuando el precio de la energía es más caro. Por otra parte, las baterías aportan mucha firmeza al sistema y mucha parte de sus ingresos, más de un 80%, lo que indica que solamente por instalar baterías vas a conseguir obtener ingresos, aunque estas no se utilicen.

7.1.5 Costes igual a ingresos

Tal y como se ha explicado anteriormente los costes de las decisiones que tiene que tomar el modelo, es decir los costes relacionados con la potencia nueva instalada tienen que ser

iguales a los ingresos obtenidos con esa potencia. En la *Tabla 18: Costes totales del sistema años no concatenados (millones de €)* se calculan estos costes, y se comprueba que efectivamente los costes, año a año, son iguales que los ingresos obtenidos.

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Total	13,898.26	15,846.36	25,599.80	56,112.62	68,237.72	69,972.59	68,841.78

Tabla 18: Costes totales del sistema años no concatenados (millones de €)

7.2 Años concatenados

7.2.1 Potencia

La idea de hacer el análisis teniendo en cuenta los años concatenados, en un principio, es más realista que hacerla año a año. Esto se debe a que las decisiones que se tomen en cada momento van a afectar a todos los años restantes. Este ensayo no se va a analizar tan al detalle como en el caso anterior, simplemente se van a mostrar los resultados y luego se hará una comparación entre ambos modelos. La *Figura 21: Potencia Invertida (GW)* muestra la potencia invertida en cada año en GW.

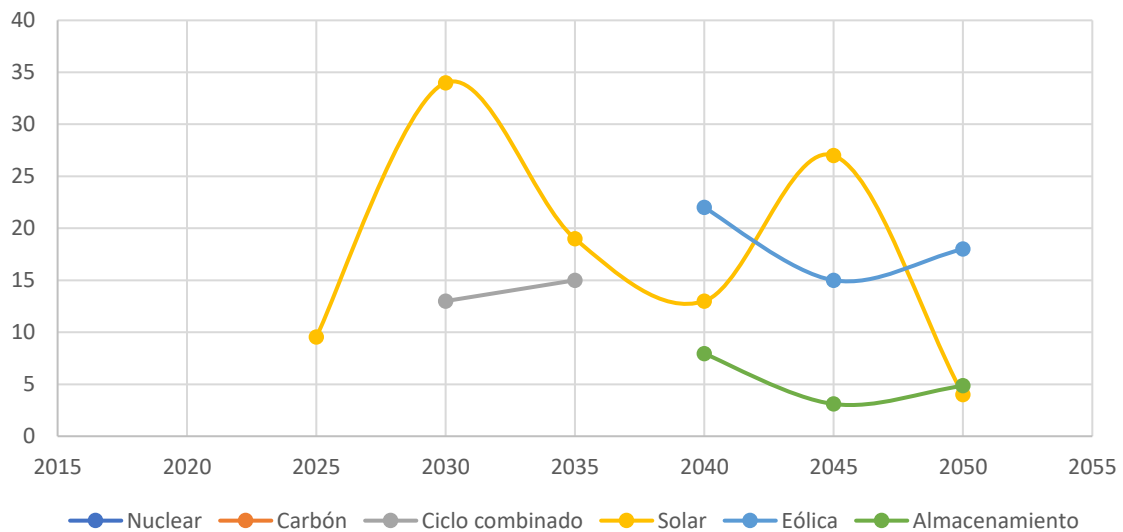


Figura 21: Potencia Invertida (GW)

Se observa que hay una clara tendencia por las tecnologías renovables. La *Figura 22: Potencia instalada años concatenados (GW)* se muestra la configuración del parque completo.

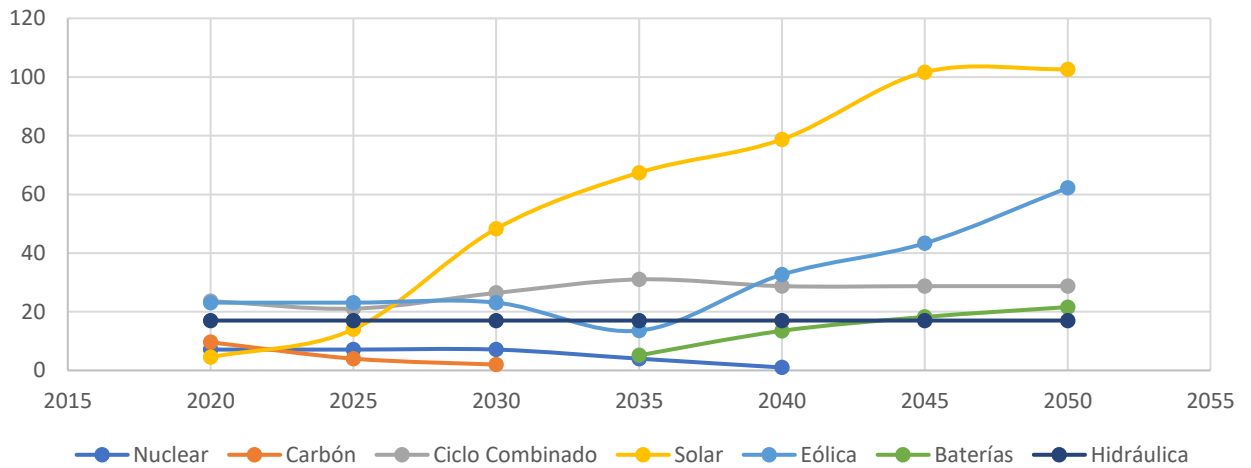


Figura 22: Potencia instalada años concatenados (GW)

Para entender esta configuración es importante saber que la variable dual asociada a la restricción de la cuota mínima de generación renovable está activa solamente en el año 2025, y la variable dual asociada a la ecuación que garantiza el suministro está activa desde 2025. Esto indica que parte de la potencia solar instalada en 2025 es por culpa de la restricción.

Igual que en el ensayo anterior, se desaconseja desinstalar 0.7GW de ciclo combinado debido a que esa potencia no se está usando en ningún momento. Aquí se puede observar una de las limitaciones que se comentaban en el apartado Limitaciones del modelo, sobre la hibernación de las centrales. Para este caso la hibernación sería la opción más económica ya que, tal y como se puede observar en la *Figura 21: Potencia Invertida (GW)* en 2035 se vuelve a invertir en ciclo combinado. Es verdad que esto no afecta en gran medida al resultado ya que esta potencia desinvertida es mínima.

Comprobar los resultados de este ensayo no es tan sencillo como en el ensayo anterior, ya que el modelo está analizando el mejor resultado para todos los años. Hacer este cálculo a mano es complejo.

7.2.2 Energía

La energía aportada por cada tecnología se muestra en la *Figura 23: Energía producida años concatenados (TWh)*.

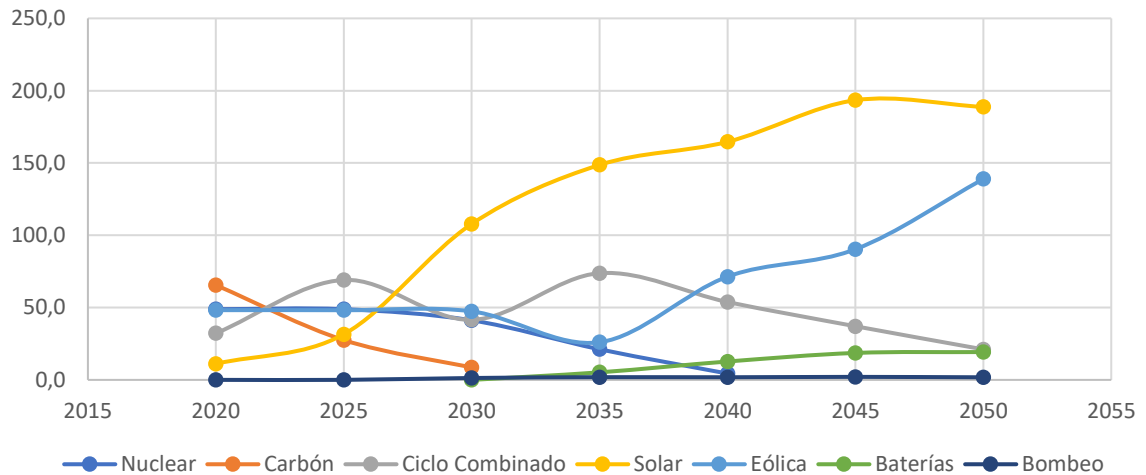


Figura 23: Energía producida años concatenados (TWh)

En un futuro se observa que desaparece completamente la energía nuclear y del carbón, teniendo mucha importancia las plantas fotovoltaicas, la eólica y el ciclo combinado. Por supuesto la hidráulica permanece constante, generando electricidad al máximo de sus posibilidades.

Los vertidos que se producen a la red por tecnologías renovables se pueden observar en la Figura 24: Vertidos años concatenados (TWh).

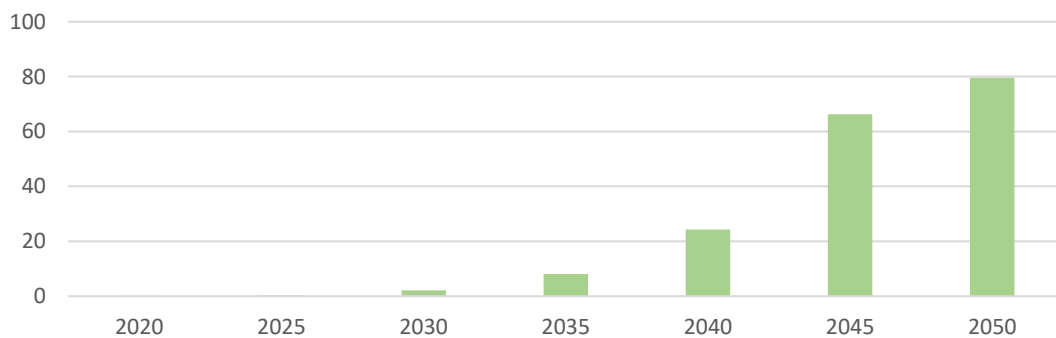


Figura 24: Vertidos años concatenados (TWh)

Durante los diez primeros años los vertidos son nulos. Durante estos años la potencia instalada en las tecnologías renovables no es muy alta, por ello se utiliza toda esta energía. Sin embargo, a medida que aumenta la potencia instalada en la solar y en la eólica, resulta que los vertidos aumentan considerablemente.

La mayor parte de los vertidos se producen entre los meses de mayo y agosto, la suma del coeficiente de las tecnologías renovables es elevado y esto provoca que haya más vertidos. La franja horaria donde se producen la mayoría de los vertidos es entre la 1:00 y las 7:00, la energía demanda entre estas horas es inferior al resto de horas del día.

Se calcula la energía que se almacena gracias a las instalaciones de bombeo y baterías.

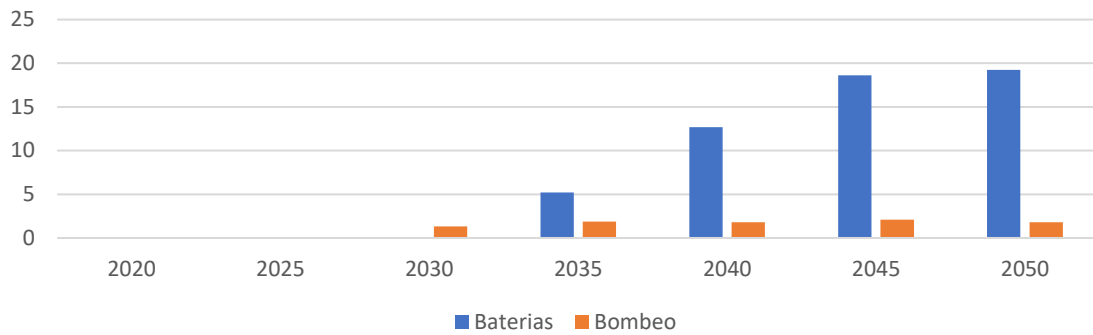


Figura 25: Energía de almacenamiento años concatenados (TWh)

Por otra parte, de la energía suministra proviene de fuentes renovables (hidráulica, solar y eólica). En la Figura 26: Porcentaje de energía proveniente de fuentes renovables se muestra el porcentaje de energía que se genera gracias a las tecnologías renovables.

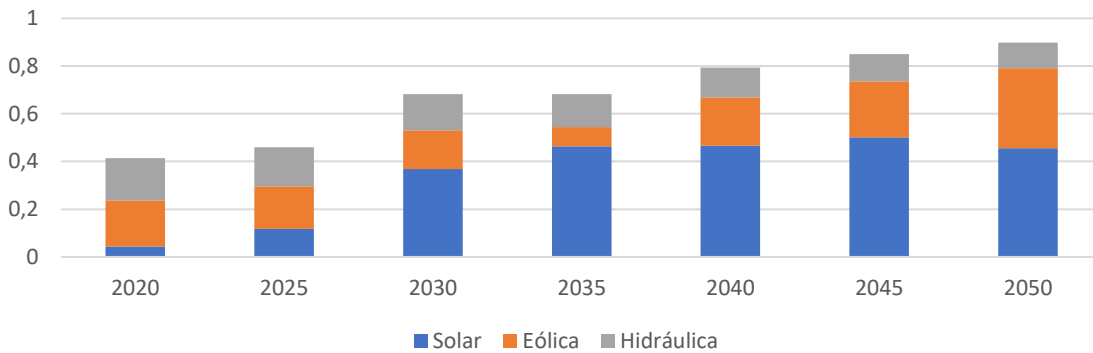


Figura 26: Porcentaje de energía proveniente de fuentes renovables

7.2.3 Costes

7.2.3.1 Costes de inversión

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ciclo combinado			5,940.48	12,140.77	12,140.77	12,140.77	12,140.77
Solar	3,802.85	13,546.89	18,644.14	21,746.59	26,627.22	32,226.42	
Eólica				15,009.95	23,703.94	71,021.38	
Batería			7,36.889	1,734.95	2,184.53	62,987.84	
TOTAL	3,802.85	13,546.89	25,321.51	50,632.27	64,656.46	178,376.42	12,140.77

Tabla 19: Coste de inversión años concatenados (millones de €)

7.2.3.2 Costes variables

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nuclear	3,368.37	3,368.39	2,837.038	1,457.48	301.66	0	0
Carbon	19,657.29	8,259.55	2,683.453	0	0	0	0
Ciclo combinado	11,270.93	24,879.14	15,370.08	28,070.74	21,038.31	14,863.34	8,668.886
TOTAL	34,296.63	36,507.09	20,890.57	29,528.19	21,339.84	14,863.38	8,668.866

Tabla 20: Costes variables por tecnología años concatenados (millones de €)

7.2.3.3 Precio de la energía

	s1	s2	s3	s4	s5	s6	s7	s8	s9	s10	MEDIA
2020	69.79	69.96	69.87	59.99	69.87	69.91	69.96	69.96	69.96	69.96	69.169
2025	72.00	72.00	72.00	72.00	71.89	72.00	72.00	72.00	72.00	72.00	71.65
2030	72.76	73.59	64.79	19.65	13.45	16.33	31.25	46.95	69.12	73.98	53.179
2035	213.81	76.22	67.85	53.83	24.97	20.69	25.02	33.80	70.98	76.08	69.98
2040	190.31	77.85	37.69	4.81	0.00	4.11	25.69	28.72	69.27	78.07	57.69
2045	145.89	74.68	0.51	0.54	0.00	4.14	26.36	29.47	51.72	79.62	47.237
2050	76.42	74.68	0.52	0.55	0.00	0.48	0.48	30.22	33.60	81.58	35.93

Tabla 21: Precio de la energía años concatenados (€/MWh)

7.2.3.4 Coste de la ecuación de suministro

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Coste de garantizar el suministro	0.0	101.9	84.8	75.7	33.6	3.8

Tabla 22: Coste de garantizar el suministro años concatenados (millones de €)

7.2.3.5 Coste de cuota de energía

Para este ensayo esta ecuación sí que supone un coste adicional ya que la restricción está activa. En la *Tabla 23: Coste de garantizar la cuota de renovables años concatenados (millones de €)* se observa el coste que esto conlleva. Como se puede observar el coste es despreciable debido a que esta restricción no afecta demasiado.

	2025
Coste de garantizar la cuota de renovable	0.024

Tabla 23: Coste de garantizar la cuota de renovables años concatenados (millones de €)

7.2.4 Ingresos por tecnologías

7.2.4.1 Ingresos por la potencia previa ya existente

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nuclear	16,892.2	17,596.2	16,008.58	10,763.71	2,243.408		
Carbón	22,668.8	9,910.96	4,170.62				
Ciclo combinado	11,270.9	24,879.1	13,239.13	33,77.71			
Solar	3,819.00	5,357.51	1,985.75	1,877.15	798.31	222.09	
Eólica	1,6634	23,309.4	13,909.85	10,313.66	5,494.50	2,066.90	
Bombeo	5.93	10.62	2,003.74	2,009.08	1,665.13	1,037.40	551.94
TOTAL	7,1291.4	8,1063.97	51,317.75	28,341.32	10,201.36	3,326.48	551.94

Tabla 24: ingresos por la potencia previa existente años concatenados (millones de €)

7.2.4.2 Ingresos por la potencia nueva

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ciclo combinado		15,046.07	46,866.35	38,664.64	23,930.52	9,198.67
Solar	9,888.39	17,438.44	24,064.33	22,610.39	21,274.43	16,082.53
Eólica			415.23	18,532.49	24,644.88	31,100.11
Batería			3,331.51	6,796.72	6,525.62	4,587.28
TOTAL	9,888.35	32,484.11	74,677.52	86,604.24	76,375.75	60,968.57

Tabla 25: Ingresos por la potencia nueva años concatenados (millones de €)

7.2.5 Costes igual a ingresos

En este ensayo, al estar trabajando con años concatenados, los costes no tienen que ser iguales a los ingresos año a año, si no que la suma de los ingresos de todos los años de estudio tiene que ser igual a los costes totales.

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Costes totales	3,802.96	27,781.93	59,644.17	75,143.15	83,892.60	90,734.13

Tabla 26: Costes totales años concatenados (millones de €)

7.3 Emisiones de CO2

Otro aspecto a analizar es las emisiones producidas de CO2. En la *Tabla 27: Emisiones de CO2 (millones de toneladas)* se representa las emisiones de CO2 para cada uno de los dos ensayos. En el modelo no hay ninguna restricción para estas emisiones, debido a que se ha

considerado que la cuota mínima de generación por energías renovables está relacionada con estas emisiones.

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Años concatenados	268.68	112.89	35.63				
	53.17	114.03	68.51	121.76	88.88	61.19	34.80
Años no concatenados	173.35	65.54	29.09				
	10.68	41.91	47.16	74.85	46.23	22.95	22.45

Tabla 27: Emisiones de CO2 (millones de toneladas)

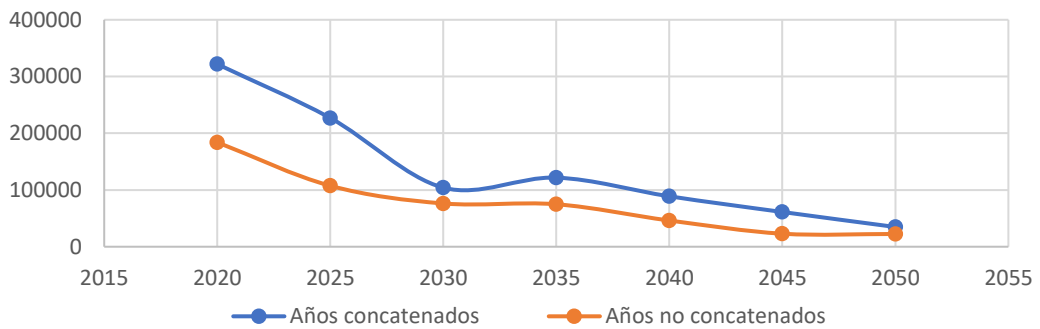


Figura 27: Comparación entre ambos modelos de las emisiones de CO2 (kilo toneladas de CO2)

Las emisiones de CO2 siempre son menores para el ensayo de años no concatenados. Esto se debe a que, en este ensayo, se empieza a invertir en solar desde el primer momento, sin embargo, trabajando con años concatenados se decide esperar un tiempo para ahorrar costes. Por otro lado, el uso que tiene el ciclo combinado en un ensayo y otra marca esta diferencia.

Concluir que se cumple con el acuerdo de Paris de reducir el 45% de las emisiones con respecto a 2005.

7.4 Comparación y conclusiones

Uno de los principales objetivos de este proyecto es analizar la diferencia que existe entre modelar año a año por separado, o modelar trabajando con años concatenados. Para ello se han ido analizado los resultados obtenidos para cada uno de estos dos ensayos. A continuación, se hará una comparación entre estos dos ensayos con el objetivo de observar las diferencias entre un ensayo y otro.

La configuración del parque en el último año de estudio es muy similar. Predomina la tecnología solar, seguida de la eólica, baterías y ciclo combinado. La potencia instalada de estas tecnologías en cada ensayo es muy similar. En el ensayo de años concatenados se instalan 10GW más de energía solar, 8GW más de ciclo combinado y 8GW menos de baterías con respecto al ensayo de años no concatenados.

Lo primero que se puede apreciar es que, en el ensayo de años no concatenados en alguna tecnología, como por ejemplo el ciclo combinado, la potencia instalada de un año a otro es menor, sin tener en cuenta la potencia previa existente. Es decir que, un año se instala potencia y al año siguiente esta potencia se desinstala. Esto es algo que trabajando con años concatenados no pasa, ya que esto no tiene sentido. Esta es una de las razones por las que en el ensayo de años no concatenados se invierte 8GW más de baterías, ya que se permite desinstalar ciclo combinado para instalar baterías y cumplir con la restricción que garantiza el suministro.

Por otra parte, a pesar de tener una distribución de la potencia similar en 2050, la evolución de estas tecnologías a lo largo de estos 30 años es diferente entre ambos ensayos. Por ejemplo, en la tecnología solar, se observa que trabajando con años no concatenados se empieza a invertir desde 2020, se empieza con 20GW hasta llegar a los 50GW en 2030. Trabajando con años concatenados se observa que la potencia instalada en 2030 es de 50GW, igual que en el otro modelo, sin embargo, se decide instalar la mayor parte de esta potencia ese mismo año. El modelo decide esperar a instalar esta tecnología para no tener que arrastrar los costes de inversión que esto supone.

Algo similar ocurre con la energía solar. Trabajando con años concatenados se observa que la potencia instalada en la tecnología eólica tiene un cierto retraso con respecto el ensayo de años no concatenados.

Para poder entender mejor estas diferencias se ha hecho un estudio. Para entender este estudio es importante saber que, cuando se está trabajando con años concatenados, cada año se mira por separado, es decir, si un año se decide instalar una potencia determinada, al año siguiente esta potencia no existe. Esto se ve afectado en gran medida en los costes de inversión. Lo que se ha hecho en este estudio es ver cual serían los costes totales de inversión si se decidiera tomar las decisiones que se plantean trabajando con años no concatenados y teniendo en cuenta que la potencia instalada en el año X va a tener los costes de inversión de ese año X.

Los costes de inversión por año y por cada tecnología se muestran en la *Tabla 28: Estudio de costes de inversión por año (millones de €)*.

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ciclo Combinado			9,095.94	31,548.79			615.60
Solar	9,7285.71	37,345.49	23,724.59	14,206.66	10,786.54	2,129.23	480.99
Eólica				30607.91	43,229.91	22,575.9	4,056.53
Baterías			8,571.88	0.00	3,013.98	1,507.97	196.22
TOTAL	9,7285.74	37,345.48	41,392.82	76,363.32	57,030.42	26,213.1	5,349.36

Tabla 28: Estudio de costes de inversión por año (millones de €)

Si se comparan estos costes de inversión con los ingresos totales obtenidos en el ensayo de años no concatenados se obtiene un déficit (diferencia entre ingresos y gastos) de 22,470 M€. Esto quiere decir que la inversión no se está recuperando. Por esta razón se entiende que el precio de la energía sea mayor trabajando con años concatenados, ya que los costes totales aumentan considerablemente. Con respecto al precio de la energía hay que comentar que va a haber meses en los que el coste de la energía sea cero, cosa que llama mucho la atención.

Este estudio sirve para entender la diferencia entre ambos ensayos, donde se concluye que es necesario tener paciencia y esperar a invertir en las tecnologías renovables, ya que, si no, no se va a recuperar la inversión. Esto explica por qué el porcentaje de energía proveniente de fuentes renovables es algo mayor en el ensayo de años no concatenados. Como siempre, es importante tener en cuenta las limitaciones del modelo y los valores de los parámetros que se han usado.

Para finalizar con este apartado se numeran las principales conclusiones a las que han llegado a lo largo de este análisis de resultados:

- La importancia que tiene la tasa de factor de descuento (TFD).
- La diferencia entre modelar año a año o años concatenados, aunque se tiene una configuración final parecida, la evolución a lo largo de los años es diferente.
- La descarbonización se va a dar de forma automática sin ningún tipo de intervención.
- La energía nuclear va a ir desapareciendo y en su lugar se van a tener que instalar grandes cantidades de generación renovable.
- Aparición de las estaciones de almacenamiento en ambos modelos.
- La restricción de la cuota mínima de energía renovable está activa solamente durante un año (2025) para el ensayo de los años concatenados y no interfiere en el ensayo de años no concatenados.
- La restricción asociada a garantizar el suministro siempre está activa.
- Las baterías son la tecnología más económica para garantizar el suministro.
- Tener paciencia a la hora de invertir en renovables, ya que, si no, no se recupera la inversión.

8 Análisis de sensibilidad

El objetivo de este apartado es analizar como varía la configuración del parque si se cambian algunos de los parámetros iniciales de partida. Con esto se puede ver qué tan sensible es esta configuración con respecto a cada parámetro. Para hacer estos análisis se van a mostrar los resultados obtenidos usando solamente el ensayo de años concatenados. Eso es debido a que los resultados que se obtienen son muy similares para ambos ensayos, por lo que no tiene sentido explicar los resultados para ambos modelos, y por otra parte a que el ensayo de años concatenados se considera más realista y que refleja mejor la realidad.

8.1 Gestión de la demanda.

En un futuro se espera que la curva de demanda tenga otra forma, ya que va a ser posible gestionar parte de la demanda. Una de las posibles formas de hacer esto posible es cobrando al consumidor el precio de la energía en cada momento. Con ello se espera que los consumidores distribuyan mejor las horas en las que utilizan esta electricidad.

En este estudio se va a analizar como varía la potencia instalada de cada tecnología y el precio de la energía en función del porcentaje de la gestión de la demanda.

Para hacer este análisis lo que se ha hecho es permitir una gestión de la demanda por semanas, es decir la demanda eléctrica a lo largo de la semana es igual que para el caso base, pero puede variar la demanda eléctrica entre un día y otro, y entre una hora y otra.

En las ecuaciones esta gestión se ve afectado simplemente en la ecuación que garantiza que la demanda sea igual a la generación. También hace falta añadir una ecuación para poner el límite de la gestión de la demanda y una última ecuación indicando que el sumatorio del cambio de demanda a lo largo de la semana tiene que ser igual a cero.

El cambio en la configuración del parque generador al final del estudio, en el año 2050, con respecto al porcentaje de demanda que se puede gestionar, se muestra en la *Figura 28: Potencia instalada de tecnología solar y eólica en función de la gestión de la demanda (GW)*,

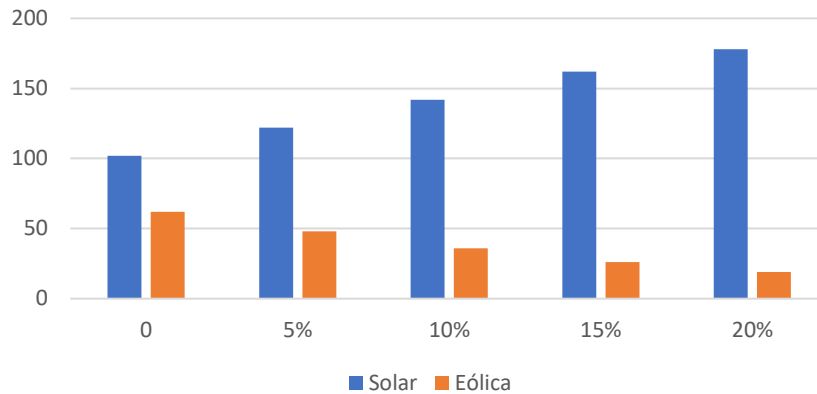


Figura 28: Potencia instalada de tecnología solar y eólica en función de la gestión de la demanda (GW)

A medida que aumenta la cantidad de energía que se puede gestionar, hay una clara tendencia a sustituir la eólica por la solar. La gestión de la demanda afecta mayoritariamente en el mix óptimo eléctrico de las tecnologías renovables, el resto de tecnologías permanecen más constantes. Con estos resultados se puede decir que la tecnología solar es más rentable que la eólica, a pesar de tener un coeficiente de disponibilidad menor, debido a que los costes de inversión son mucho más bajos. El gran inconveniente de la solar es que solo puede generar electricidad en las horas de luz, por ello, si se permite gestionar la demanda para que ésta sea algo mayor durante estas horas, el coste total del sistema disminuirá.

También es interesante saber cómo fluctúa el precio de la energía en función de este parámetro. En la *Figura 29: Precio de la energía en función de la gestión de la demanda (€/MWh)* se muestra esta variación.

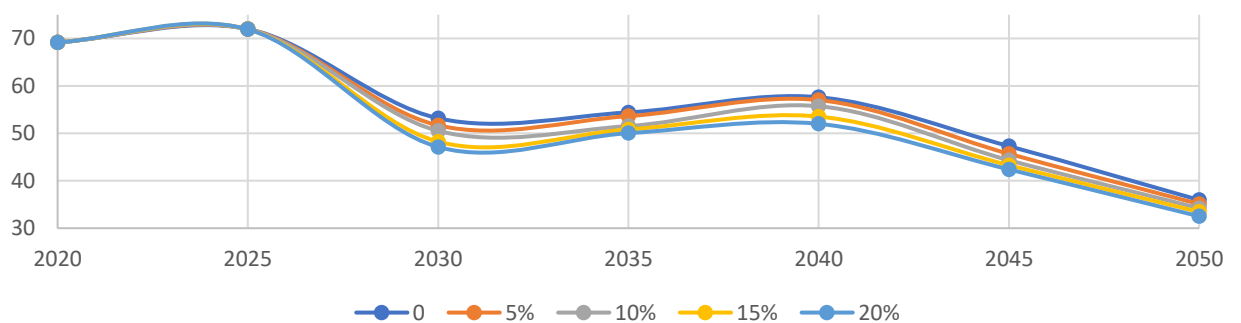


Figura 29: Precio de la energía en función de la gestión de la demanda (€/MWh)

La diferencia entre estas curvas es de aproximadamente 1€/MWh por cada 5% de incremento en la gestión de demanda permitida. El precio va disminuyendo a medida que aumenta el porcentaje de la gestión de la demanda. Esta disminución en el precio de la energía supone que los ingresos y los costes de las diferentes tecnologías van a ser algo menores. El

ahorro que supone esta gestión de la demanda se observa en la *Tabla 29: Sensibilidad del ahorro económico en función de la gestión de la demanda (millones de €)*.

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
5%	0	0	452,388	253,817	212,789	619,969	355,683
10%	0	0	803,794	941,587	677,442	1,145,202	723,124
15%	0	0	1,493,570	1,178,225	1,455,885	1,552,973	1,045,606
20%	0	0	1,833,273	1,434,468	2,004,123	1,893,969	1,433,789

Tabla 29: Sensibilidad del ahorro económico en función de la gestión de la demanda (millones de €)

Se observa que, cada 5% de demanda que se puede gestionar, para el sistema puede llegar a suponer un ahorro de más de 400.000 millones de euros. Esta cantidad parece elevada. Esta gestión de la demanda se puede hacer gracias a que los consumidores van a estar interesados en poder disminuir sus facturas de la luz. El problema está en que una disminución de 1€/MWh en la factura de la luz, por cada 5% de la demanda que se gestiona, supone un ahorro medio por vivienda de 12€ anuales. Este valor no es muy elevado, por ello se podría decir que va a ser difícil poder aumentar y controlar esta gestión de la demanda.

Por otra parte, se comprueba que la gestión de la demanda es interesante a medida que se van instalando fuentes renovables, ya que va a ver más momentos en los que haya más vertidos y se puede utilizar parte de esta energía con esta gestión.

8.2 Tasa de descuento

Los resultados que se han obtenido anteriormente han sido utilizando una tasa de descuento del 8%. También se ha analizado como sería el mix energético óptimo con una tasa de descuento igual a cero, donde la tecnología nuclear tiene una gran importancia. Ahora se quiere analizar cuál sería la configuración del parque en función de esta tasa de descuento. Para ello se va a presentar la configuración del parque generador que se obtiene al utilizar una tasa de descuento del 5%, 10% y 12%.

	Solar	Eólica	Nuclear	Ciclo Combinado	Baterías
5%	98	72	8	20	24
8%	102	62	0	28	21
10%	106	47	0	31	21
12%	106	41	0	34	17

Tabla 30: Configuración del parque en función de la tasa descuento (GW)

Se observa que a medida que la tasa de descuento aumenta, las tecnologías que tienen un coste de inversión elevado van perdiendo importancia. Por ello con una tasa de descuento baja se llega a instalar tecnología nuclear. Esto se puede observar claramente en la potencia instalada del ciclo combinado, donde a medida que el coste de inversión es más significativo va teniendo más importancia.

Otro dato interesante que se obtiene en este análisis es la relación que se ha comentado anteriormente entre la eólica y la nuclear. En la *Figura 15: Coste por MWh producido* se muestra que, para el caso base donde se ha utilizado una tasa de descuento igual a 8%, si se quiere cubrir la demanda base, es más barato instalar y producir con tecnología eólica que con nuclear. Sin embargo, trabajando con una tasa de descuento del 5% se observa que pasa completamente lo contrario. Por esa razón la potencia instalada en tecnología eólica es menor utilizando una tasa de descuento del 5% que del 8%. Es interesante saber a partir de qué tasa de descuento es más rentable usar una tecnología u otra para cubrir la demanda base. Esta frontera está en una tasa de descuento igual a 7%, es decir a partir de una tasa de descuento de 7% es más barato cubrir la demanda base con tecnología eólica.

Por otro lado, comentar, que los costes totales del parque son mayores a medida que aumenta esta tasa de descuento.

8.3 Baterías

8.3.1 Precio de las baterías

Se quiere analizar cómo afectaría al mix eléctrico óptimo que el precio de las baterías disminuyera con el objetivo de ver cuánto es de sensible esta configuración con respecto a este precio de las baterías. Para ello se va a hacer una reducción del 10%, 20%, 30% y del 40% con respecto al caso base.

En un primer momento lo que se espera es que cada vez haya menos vertidos, ya que las baterías por el mismo precio pueden almacenar más energía. Sin embargo, llama la atención que la variación de los vertidos en función del precio de la batería es casi nula. Para todos los ensayos se obtienen unos vertidos de unos 90TWh durante 2050 en vez de los 79TWh que se vertían para el caso base.

La potencia instalada en baterías en 2050 aumenta 10GW para todos los casos. Es decir, a partir de una disminución en el precio de 10% la potencia instalada en este año es independiente al precio de las baterías. Con esto se concluye que económicamente es más rentable verter energía que invertir en baterías.

En lo que sí que se encuentra una variación más significativa es el momento en que se decide instalar esta potencia. Para el caso base se observaba que se empezaba a invertir en esta tecnología a partir de 2035, pero a partir de una disminución del 10% en el coste de inversión resulta que se empieza a invertir a partir de 2030.

Otro aspecto importante a señalar en este estudio es que la potencia instalada en 2050 de ciclo combinado va disminuyendo a medida que se abaratan las baterías, y en su lugar se instala algo más de tecnología renovable. En la *Tabla 31: Configuración del parque en función del precio de las baterías (GW)* se puede observar con más detalle este cambio.

	Eólica + Solar	Ciclo Combinado	Baterías
0	164	28	21
10%	169	26	32
20%	169	25	31
30%	170	25	31
40%	172	23	31

Tabla 31: Configuración del parque en función del precio de las baterías (GW)

Comentar también que la variable dual asociada a la ecuación que garantiza el suministro eléctrico en 2050 pasa a tener un valor nulo. Esto hace que esta ecuación no suponga un coste adicional al sistema. Sin embargo, si nos fijamos en el coste de la electricidad, se observa que hay un mínimo aumento (11 céntimos de euro por cada MW) si el coste de la batería disminuye un 10%. Esto se debe a que por un lado aumenta el coste de producir energía, pero al mismo tiempo se reduce el coste que supone garantizar el suministro, este balance es positivo.

8.3.2 Contribución a la potencia firme

Una de las principales razones por las que se decide instalar baterías es porque las baterías es la opción más económica para garantizar la potencia firme. Para el caso base esta restricción permanece activa a partir de 2035, que es justo el momento en el que se empieza a instalar esta tecnología.

Con este análisis se quiere ver cómo afecta a la potencia instalada un aumento/reducción de la capacidad que tienen estas baterías para aportar firmeza al sistema. En el caso base este valor era de 0.9, se va a estudiar como varía para un valor de 0.95, 0.85 y de 0.8. En la *Tabla 32: Potencia instalada de ciclo y baterías en función de la firmeza de las baterías (GW)* se observan estos resultados. También se muestra como varía la potencia del ciclo combinado ya que es la otra alternativa que se usa para garantizar el suministro.

	Ciclo combinado	Baterías
0.95	28.06	21.03
0.9	28.72	21.59
0.85	28.96	22.68
0.8	28.96	24.24
0.7	28.96	27.37

Tabla 32: Potencia instalada de ciclo y baterías en función de la firmeza de las baterías (GW)

Se observa cómo a medida que disminuye la contribución a la potencia firme hace falta instalar más baterías y el ciclo combinado no varía. Sin embargo, si aumenta este parámetro hace falta instalar algo menos de ciclo combinado.

En general este parámetro es poco significativo para el parque generador, ya que el resto de los resultados permanece constante.

9 Referencias

- Comisión de expertos de transición energética, análisis y propuestas para la descarbonización. Abril 2018. Autor: Pedro Linares
- Análisis de escenarios futuros para el sector eléctrico en España para el período 2025-2050. Marzo 2018. Autor: Prof. Michel Rivier, Prof. Tomás Gómez, Dr. José Pablo Chaves, Dr. Rafael Cossent, Prof. Álvaro Sánchez, Dr. Francisco Martín e Ing. Timo Gerres.
- El Sector Eléctrico Español del Futuro: Retos y Políticas. Diciembre 2018. Autor: Pedro Linares, Pablo Rodilla, Tomás Gómez, Michel Rivier, Pablo Frías, José Pablo Chaves, Álvaro Sánchez, Timo Gerres, Rafael Cossent, Luis Olmos, Andrés Ramos, Luis Rouco, Francisco Martín.
- Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: La eficiencia energética y la electrificación. Enero 2018. Autor: Monitor Deloitte.
- Informe de transición del sector eléctrico horizonte 2030. Junio 2018. Autor: Protermo Solar.
- Gams Documentation. May 20119. Autor: GAMS Development Corporation.
- Estudio técnico de viabilidad de escenarios de generación eléctrica en el medio plazo en España. Marzo 2018. Autor: Pedro Linares, J. P Chaves, F. Postigo.
- Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España. Mayo 2018. Autor: Mariano Sanz Lubeiro.
- Escenarios para el sector energético en España. Autor: Xavier Labandeira y Pedro Linares
- Sistema eléctrico español 2017. Red eléctrica de España
- El modelo eléctrico español en 2030. Escenarios y alternativas. Autor: PriceWaterHoueseCoopers
- Energía, Comisión Europea. Comprender las políticas de la unión europea. Energía sostenible, segura y asequible para los europeos.
- EUCO 169/14- Brussels, 24 OCTober 2014. European Council
- Perspectiva para la reducción de emisiones de CO” en España a 2030. Marzo 2018. KPMG
- Prospectiva del sector eléctrico 2017-2031. SENER, Secretaría de Energía
- OMIE (<http://www.omie.es/inicio>)
- RED ELECTRICA (<https://www.ree.es/es/>)
- El sistema eléctrico español. Marzo 2017. Autor: Red Eléctrica de España
- Coste y precio de las diferentes fuentes de energía. Noviembre 2014. Autor: Juan Capilla

- BEIS 2016 Fossil Fuel Price Assumptions. Marzo 2016. Autor: Department for Business, Energy & Industrial Strategy
- Principales factores sobre la conectividad económica de una nueva central nuclear. Febrero 2009. Autor: Universidad Pontificia católica de Chile
- World Energy Resources. Febrero 2016. Autor: Hans-Wilhelm Schiffer
- Operación y Mantenimiento de centrales de ciclo combinado. Diciembre 2008. Autor: Santiago García Garrido, Pablo Ratia Gomez, Jorge Pera Samper.
- ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI) Máster Ingeniería Industrial, Diseño y estudio de viabilidad de una central hidroeléctrica reversible en la Isla de La Gomera.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional y el futuro de la capacidad de generación en manos del Estado. Febrero 2008. Autor: Nelson Ricardo Delgado Contreras.
- El impacto de los combustibles en los costos de generación termoeléctrica. Febrero 2016. Autor: Alejandro Sánchez Dimas.
- Informe de proyecciones de precios de combustibles 2015-2030. Agosto 2015. Autor: Departamento de hidrocarburos.
- Precios y costes de la generación de electricidad. Mayo 2008. Autor: Comisión Nacional de Energía.
- El papel del almacenamiento en la transición energética hacia un sistema descarbonizado. Mayo 2019. Autor: Endesa
- Precios CO2 desde 2008. Abril 2019. Autor: SendeCO2
- Costes y Precio de las diferentes fuentes de energía. Noviembre 2013. Autor: Daniel Barbosa de Souza
- Sistemas de almacenamiento de energía. Julio 2016. Autor: Guillermo Javier Martín Chicarro.
- Almacenamiento de energía, Centrales hidráulicas reversibles. Octubre 2014. Autor: Iberdrola

ANEXO I: Código GAMS