



Máster en Ingeniería Industrial

Trabajo Fin de Máster

Análisis de implicaciones de escenarios de
generación y demanda para cumplir con los
objetivos de emisiones en España

Autor/a

Ángela Barber Abril

Dirigido por

Ignacio Trigo Martínez

Madrid

Julio 2020

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título Análisis de implicaciones de escenarios de generación y demanda para cumplir con los objetivos de emisiones en España en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2019/20 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.: Ángela Barber Abril

Fecha: 13/ 07/ 2020



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Ignacio Trigo Martínez

Fecha: ..13./ ..07./ ..2020





Máster en Ingeniería Industrial

Trabajo Fin de Máster

Análisis de implicaciones de escenarios de
generación y demanda para cumplir con los
objetivos de emisiones en España

Autor/a

Ángela Barber Abril

Dirigido por

Ignacio Trigo Martínez

Madrid

Julio 2020

ANÁLISIS DE IMPLICACIONES DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA PARA CUMPLIR CON LOS OBJETIVOS DE EMISIONES EN ESPAÑA

Autor: Barber Abril, Ángela.

Director: Trigo Martínez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

Estos últimos años nos hemos visto envueltos en un proceso de descarbonización, en el cual se ha reducido el consumo de combustibles fósiles, se ha impulsado la generación de energías limpias y se ha fomentado el uso eficiente de la energía. Sin embargo, a pesar del gran cambio que ha experimentado la sociedad, y de haber reducido un 9% las emisiones de CO₂ respecto a 1990 procedente de la generación eléctrica española, aún se siguen emitiendo más de setenta mil toneladas de CO₂ equivalente [1].

España participa activamente en este proceso de cambio y descarbonización fijando objetivos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) [2] presentado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía en marzo de 2020 en el cual no solo se cambiará la forma en la que se genera la energía, sino también la forma en la que se consume, incorporando nuevas tecnologías para la gestión eficiente de la energía.

El PNIEC detalla las líneas de actuación y medidas comprendidas en este proceso de descarbonización y eficiencia energética, así

como la gran inversión que requerirá este proceso. Aplicando estas medidas, pretende alcanzar para 2030 el 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990, el 42% de energías renovables sobre el consumo total de energía final, el 39,5% de mejora de eficiencia energética y el 74% de energías renovables en la generación eléctrica [3].

Del mismo modo, España se enfrenta a objetivos más restrictivos para el año 2050, año en el que la Unión europea quiere lograr emisiones netas nulas para todo su territorio. Por ello, el PNIEC propone un 90% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990 y alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable para lograr la neutralidad de emisiones para esa fecha [3].

En este proyecto, se analizará el caso de España, exponiendo algunas de las diferentes estrategias de generación y gestión de la energía que se han planteado para cumplir con los objetivos de sostenibilidad. De cada estrategia se analizará la viabilidad técnica y económica, así como el impacto en el sistema eléctrico en su conjunto.

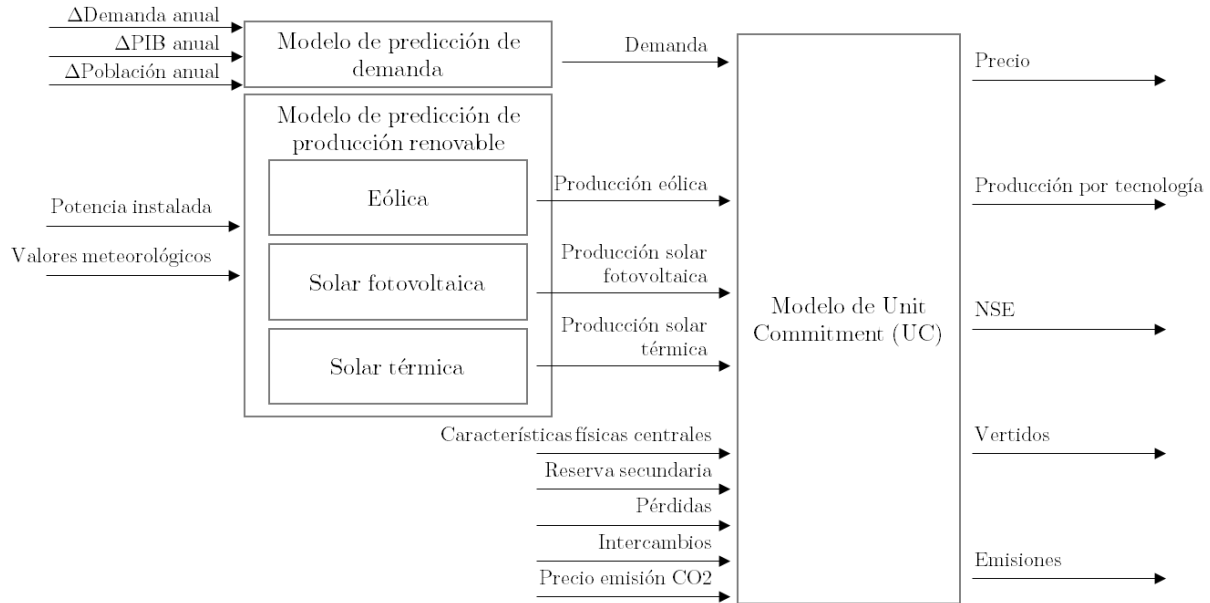


Figura 1. Diagrama de los modelos, entradas y salidas

2. Metodología

2.1. Modelo

Para analizar el impacto de cada estrategia en el sistema eléctrico español se han utilizado tres modelos, dos de predicción y un modelo de Unit Commitment.

El modelo de predicción de demanda devuelve la energía demandada para los años 2030 y 2050 teniendo en cuenta valores macroeconómicos y demográficos futuros. Se trata de una regresión lineal realizada en Rstudio que gracias a la relación entre las entradas y salidas en el pasado es capaz de realizar una predicción a largo plazo.

El modelo de predicción de producción renovable se ejecuta en paralelo al primer modelo y cuenta con valores meteorológicos y de capacidad instalada como entradas. Este modelo también está conformado por una regresión lineal que se aplica de manera independiente a las diferentes tecnologías renovables: eólica, solar fotovoltaica y solar térmica. De esta manera, se obtiene la

previsión de la producción renovable en 2030 y 2050 si no se instalara capacidad adicional en el sistema.

Por último, el modelo de Unit Commitment minimiza el coste total del sistema en períodos semanales de un año completo (8.760 horas). El modelo replica el funcionamiento del sistema español de despacho horario, considerando sus particularidades técnicas, económicas y regulatorias. Las tecnologías que simula el modelo son las siguientes: centrales térmicas (nuclear, carbón y ciclos combinados), centrales hidráulicas de embalse (con y sin bombeo), almacenamiento energético de gran escala, y flotas de vehículos eléctricos. Las energías renovables (eólica, solar térmica, solar fotovoltaica e hidráulica fluyente) se consideran como una fuente de producción eléctrica no controlable, de coste variable menor, y con mayor prioridad de despacho.

2.2. Escenarios

Para poder valorar el impacto de cada estrategia se han definido cuatro sets de escenarios y un escenario base.

El escenario base sirve como punto de encuentro del resto de escenarios ya que proyecta la situación en 2030 y 2050 si no se realizara ninguna inversión en tecnologías de generación, almacenamiento o gestión de demanda. Es decir, los cambios respecto a la situación actual que se incluyen en el escenario base se aplican también al resto de escenarios.

En el escenario 1 se modelará el aumento de capacidad y generación renovable necesaria para compensar la disminución en la capacidad instalada de centrales térmicas (de carbón y nucleares).

Dentro del escenario 2, se han simulado tres sub-escenarios que cuentan con diferentes niveles de penetración y comportamiento de la demanda residencial. Se han propuesto dos palancas con el objetivo de representar las dos posibles respuestas de la demanda. La primera de ellas es la disminución de la demanda residencial y la segunda el traslado de la energía de “horas pico” a “horas valle”.

El tercer escenario modela diferentes niveles de penetración del vehículo eléctrico respecto a dos modos de carga. El primero es el modo de carga óptimo que carga el vehículo en el momento menos costoso para el sistema atendiendo al nivel de energía y hora objetivo, y partiendo de los comportamientos de los consumidores respecto al uso del vehículo. El segundo modelo de carga es V2G, que además de optimizar el consumo, permite a las flotas de vehículos eléctricos devolver energía al sistema.

En el último escenario se considera la inclusión en el sistema de baterías que permitan el almacenamiento energético a gran escala, y además puedan participar en los mercados de ajuste. Las baterías aportarán rapidez de respuesta ante cambios en la demanda y destacan por su facilidad de instalación y su escalabilidad.

2.3. Entradas al modelo de UC

Como datos de entrada al modelo se incluyen las salidas de los dos modelos de previsión: la demanda y la producción renovable eólica, solar fotovoltaica y solar térmica.

Asimismo, se incorporan datos técnicos y de operación del sistema de 2019 como la energía intercambiada [4], las pérdidas en la red de transporte y distribución [5], el precio de emisión de CO₂ [6], el margen de reserva secundaria [4], el ratio de utilización de esta reserva [4].

Respecto a las centrales térmicas, se han identificado las unidades que estarían activas en 2030 y 2050.

En el caso de las centrales de carbón se mantienen activas en 2030 únicamente las que aún no han solicitado su parada. De esta forma, quedarían activos 1819,7 MW de los 9213,9 MW instalados actualmente. Por otra parte, en 2050 no quedaría ninguna unidad térmica de carbón activa.

En relación con las centrales nucleares, se ha tenido en cuenta el cierre escalonado de sus centrales según [7] de manera que en 2030 queden tres centrales activas. De la misma manera que con las centrales de carbón, no habrá ninguna central nuclear activa en 2050.

En último lugar, se ha aplicado una vida útil de 45 años a las CCGT de modo que en 2030 está activo todo el parque de centrales de

ciclo combinado, mientras que en 2050 se mantiene activa una potencia de 17841,4 MW respecto a los 24559,6 MW actuales, lo que supone un 73% de potencia activa en 2050 respecto a la actual.

Las características [8] de las centrales térmicas consideradas en el modelo incluyen parámetros tanto técnicos como económicos.

Respecto a las centrales hidráulicas, se ha distinguido entre centrales fluyentes y con embalse, con y sin bombeo.

Las centrales hidráulicas fluyentes se han considerado en el grupo de las renovables, utilizándose el valor mediano mensual de la generación de los últimos seis años [4].

Para caracterizar a las centrales hidráulicas con embalse, con o sin bombeo, se han obtenido los valores técnicos y de operación de cada una de las centrales. Además se han incluido en el modelo las aportaciones de agua mensuales [9] y el nivel medio semanal de los embalses [9].

Para modelar el parque de turismos eléctrico español se han utilizado las flotas y características técnicas propuestas en [10] donde se incluye una matriz para conocer el comportamiento de cada flota: qué flotas están conectadas en cada momento y los kilómetros recorridos cada hora.

Por último, son entradas al modelo las características técnicas de las tecnologías de almacenamiento. Se han considerado tres tipos de baterías: Ion-Litio, Plomo-Ácido y Redox.

3. Resultados

3.1. Escenario 1

Se observa como el precio de la energía se reduce considerablemente en la mayoría de

los sub-escenarios (excepto en 1c en 2030), teniendo su bajada máxima en el sub-escenario 1a en 2050, donde alcanza un valor de 19,60 €/MWh respecto a 78,16 €/MWh del caso base de ese mismo año. Este descenso en el precio medio de la energía es debido, por un lado, al bajo coste variable de las energías renovables, y, por otro, al compromiso de consumir la máxima energía renovable que las restricciones técnicas permitan.

Debido a este funcionamiento y a la elevada producción de energía renovable prevista, se observa una gran cantidad de energía vertida en los escenarios. Se debe a que hay periodos horarios en los que la energía renovable producida supera a la demanda. Por el contrario, también hay Energía No Suministrada en los escenarios. En el sub-escenario 1a aumenta significativamente en 2030 mientras que consigue una alta reducción en 2050. Sin embargo, el alto valor de los vertidos parece indicar que el sistema estaría sobredimensionado, es decir, habría mucha capacidad instalada no necesaria que solamente se aprovecharía cuando hay picos en la demanda mientras que en el resto de las horas no sería posible consumirla.

La consecuencia más positiva de la instalación de capacidad renovable es su carácter no contaminante que se ve reflejado en todos los escenarios teniendo su valor más bajo en el sub-escenario 1a en 2050, con una reducción del 91,4%.

3.2. Escenario 2

Para comenzar, el precio medio disminuye ligeramente en todos los sub-escenarios de 2050. La ENS, por otro lado, aumenta en todos los casos en el año 2030 entre un 150% y un 200%, bajando notoriamente en los casos referentes a 2050, siendo el escenario

más bajo el del sub-escenario 2b. Es debido a que una parte de la demanda de horas “pico” se ha desplazado a horas “valle” dando lugar a un perfil mucho más llano, lo que permite que la reducción en la potencia instalada no tenga un impacto tan negativo ya que el sistema no tiene que estar preparado para suplir cantidades tan altas de demanda en el mismo periodo. Hay que destacar que el desplazamiento de demanda se ha hecho de manera teórica, sin contar con la inteligencia que vendría impuesta con la implantación de esta tecnología, que desplazaría la energía necesaria de forma óptima.

En relación con la contaminación, disminuye la emisión de CO₂ correspondiente con la disminución de demanda inicial del escenario siendo en los tres casos mayor en 2050 justificado por el cierre de las centrales nucleares.

3.3. Escenario 3

En primer lugar, el precio medio por MWh aumenta en todos los casos debido a un aumento de consumo en el sistema que provoca que tengan que producir energía eléctrica tecnologías con coste variable más alto como son las centrales térmicas. Se observa como el precio de 2030 del escenario 3c disminuye respecto al precio del mismo año del escenario 3b debido a la estrategia de carga V2G que permite que los vehículos aporten la energía almacenada a la red con oferta nula.

Respecto a la Energía No suministrada, disminuye en 2030 y 2050 respecto al sub-escenario 1a en todos los casos menos en 2030 del sub-escenario 3a. Esta reducción se corresponde con la flexibilidad de los vehículos de cargarse en el momento óptimo para el sistema, es decir, cuando hay energía suficiente y a bajo coste. En el sub-escenario

3c se observa el mayor impacto al poder suministrar energía a la red en los momentos necesarios.

Por otro lado, se producen menos vertidos en todos los casos siendo su mínimo en el 3c. La flexibilidad aportada por estos modos de carga en los vehículos eléctricos complementa la energía renovable optimizando el sistema ya que derrochan menos energía a la vez que logran suministrar mayor demanda.

Por último, se comprueba como las emisiones de CO₂ aumentan respecto al escenario base. Sin embargo, para valorar el efecto que tiene el uso del vehículo eléctrico en la contaminación, es necesario tener en cuenta las emisiones evitadas por la sustitución de vehículos de gasolina y gasoil por eléctricos. De esta manera se comprueba como las emisiones evitadas son mucho mayores que las que generaría el proceso de producción eléctrica.

3.4. Escenario 4

Los parámetros de este grupo de escenarios son similares a los parámetros obtenidos en el caso base. Esto es debido a que en el caso base no hay vertidos, es decir, la energía que se genera se consume en el mismo momento. Es por esto que la instalación de baterías, que funciona como un buffer, no tiene un gran impacto.

La energía almacenada supone un 45% en 2050 respecto a los vertidos (778.004 MW) del sub-escenario 1c en el que, recordemos, tiene una capacidad instalada renovable más moderada. Además, en este mismo sub-escenario (1c) hay 762.340 MW de ENS de los cuáles el 46% podría suministrarse gracias a la energía almacenada en los vertidos. Hay que destacar, además, que el almacenamiento no está operando a su

máxima capacidad en este escenario por no haber vertidos por lo que el rendimiento acompañado de renovables sería mayor.

Respecto a la reserva secundaria, este set de escenarios es el único en el que se incluye otra tecnología. El almacenamiento participa activamente en la reserva secundaria, principalmente en el subescenario 4a.

4. Conclusiones

Es importante señalar que no es posible lograr un sistema viable con la instalación de potencia renovable como única palanca de cambio. Por esta razón, con el objetivo de alcanzar un sistema con menos emisiones, se deben potenciar sus carencias con estrategias que aporten flexibilidad.

Se han propuesto tres estrategias que aportan esta flexibilidad. En primer lugar, se encuentra la gestión flexible de la demanda, tecnología que introduce un cambio de paradigma, no solo se puede controlar el equilibrio de generación y consumo mediante la regulación de la producción en las centrales, sino que también es posible controlar la demanda para que coincida con la energía producida. Este cambio en la operación del sistema ayuda a maximizar el consumo de energía de fuentes renovables. Ayuda a la optimización de los recursos trasladando la energía para que el perfil de consumo se aproxime al perfil de producción renovable lo máximo posible.

En segundo lugar, la integración de vehículos eléctricos en el sistema con modo de carga óptimo y V2G. El cambio de vehículos de gasolina y gasoil a vehículos eléctricos supone un nuevo consumo y, por tanto, un nuevo reto para el sistema eléctrico ya que debe estar preparado para abastecer una demanda mayor con unos

hábitos de consumo novedosos. En los resultados de los escenarios se ha comprobado cómo, a pesar de suponer un aumento de demanda, la penetración del vehículo eléctrico reduce tanto los vertidos como la ENS lo que se traduce en un mayor aprovechamiento de los recursos renovables. Pese a suponer un estrés adicional para el sistema, la flexibilidad que aporta este consumo trae numerosos beneficios.

Por otro lado, es importante destacar que el vehículo eléctrico no solo es beneficioso para el sistema eléctrico. De la misma manera, es una palanca fundamental en el proceso de descarbonización debido al alto número de emisiones evitadas.

En último lugar, el almacenamiento energético permite controlar la energía para que no se produzcan vertidos, almacenando la energía en los momentos en los que la demanda es menor que la producción y aportando energía a la red en los momentos en los que hay déficit de energía renovable. Gran parte de los vertidos producidos por un exceso de generación renovable puede ser almacenado por baterías para ser consumido en el momento más oportuno.

Todas estas estrategias aportan flexibilidad al sistema promoviendo el uso de generación procedente de fuentes renovables, sin embargo, para lograr un aprovechamiento máximo de los recursos es fundamental integrar las tecnologías adecuadamente para conseguir una evolución fiable y sostenible en el tiempo.

5. Referencias

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Inventario Nacional de EMISIONES a la ATMÓSFERA. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO. SERIE 1990 - 2018,» Madrid, 2020.

- [2] M. p. l. T. E. y. e. R. Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2021-2030),» Madrid, 2020.
- [3] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, «Documento Sintético del Borrador Actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,» Madrid, 2020.
- [4] ESIOS, [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es>.
- [5] Red Eléctrica de España REE, [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es>.
- [6] Sendeco, «Precios CO2,» [En línea]. Available: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>. [Último acceso: Mayo 2020].
- [7] Días, Cinco, [En línea]. Available: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/02/08/companias/1549647160_807281.html.
- [8] ENTSOE, «Maps & Data. TYNDP 2018,» [En línea]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>. [Último acceso: 2020].
- [9] Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas CEDEX, «ANUARIO DE AFOROS. MODALIDADES DE CONSULTA.,» [En línea]. Available: <https://ceh.cedex.es/anuarioaforos/default.asp>. [Último acceso: Junio 2020].
- [10] I. T. Martínez, «Análisis de costes y beneficios de la implantación del vehículo eléctrico,» Madrid, 2013.

IMPLICATIONS ANALYSIS OF GENERATION AND DEMAND SCENARIOS TO ACHIEVE EMISSION TARGETS IN SPAIN

Author: Barber Abril, Ángela.

Director: Trigo Martínez, Ignacio.

Collaborating Institution: ICAI – Comillas Pontifical University.

PROJECT SUMMARY

1. Introduction

Over the last few years we have been involved in a process of decarbonization, in which the consumption of fossil fuels has been reduced, the generation of clean energy has been promoted and the efficient use of energy has been encouraged. However, despite the great change that society has undergone, and having reduced CO₂ emissions by 9% with respect to 1990 due to Spanish electricity generation, more than seventy thousand tonnes of CO₂ equivalent are still being emitted [1].

Spain is actively participating in this process of change and decarbonisation by setting targets in the Integrated National Energy and Climate Plan 2021-2030 (PNIEC) [2] presented by the Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía in March 2020, which will not only change the way energy is generated, but also the way it is consumed, incorporating new technologies for efficient energy management.

The PNIEC details the lines of action and measures included in this process of decarbonization and energy efficiency, as well as the large investment that this process will require. By applying these

measures, it aims to achieve a 23% reduction in greenhouse gas (GHG) emissions by 2030 compared to 1990, 42% of total final energy consumption from renewable energies, 39.5% improvement in energy efficiency and 74% of renewable energies in the generation of electricity [3].

In the same way, Spain faces more restrictive objectives for the year 2050, the year in which the European Union wants to achieve zero net emissions for its entire territory. For this reason, the PNIEC proposes a 90% reduction in greenhouse gas emissions with respect to 1990 and to achieve a 100% renewable electricity system in order to achieve neutrality of emissions by that date [3].

In this project, the case of Spain will be analysed, presenting some of the different energy generation and management strategies that have been proposed to meet sustainability objectives. The technical and economic feasibility of each strategy will be analysed, as well as the impact on the electricity system.

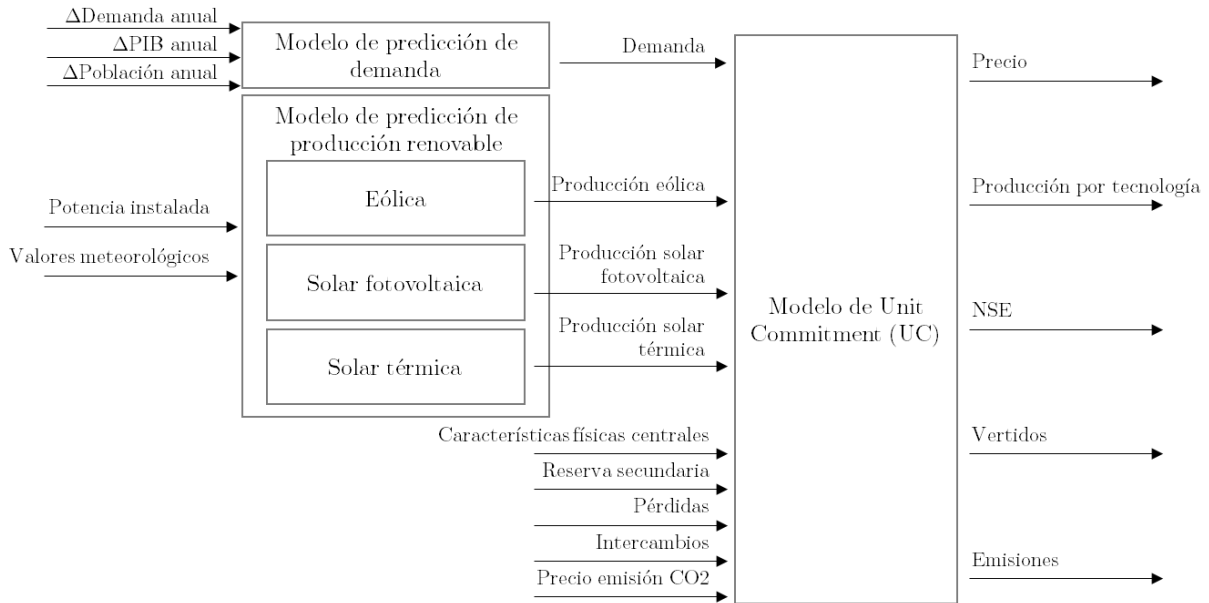


Figura 2. Models, inputs and outputs diagram

2. Methodology

2.1. Model

Three models have been used to evaluate the effect of each strategy on the Spanish electricity system, two prediction models and a Unit Commitment model.

The demand forecasting model returns the energy demand for the years 2030 and 2050 considering future macroeconomic and demographic values. This is a linear regression performed in Rstudio which, thanks to the relationship between inputs and outputs in the past, is capable of performing a long-term prediction.

The renewable production forecast model is run in parallel to the first model and considers meteorological and installed capacity values as inputs. This model is also built up by a linear regression that is applied independently to the different renewable technologies: wind, solar photovoltaic and solar thermal. In this way, the forecast of renewable production in 2030

and 2050 is obtained if no additional capacity is installed in the system.

Finally, the Unit Commitment model minimizes the total cost of the system in weekly periods of a full year (8,760 hours). The model replicates the operation of the Spanish hourly dispatch system, considering its technical, economic and regulatory particularities. The technologies simulated by the model are the following: thermal power plants (nuclear, coal and combined cycles), hydraulic reservoir plants (with and without pumping), large-scale energy storage, and fleets of electric vehicles. Renewable energies are considered to be a source of uncontrollable electricity production, with a lower variable cost and a higher dispatch priority. Therefore, the model subtracts from the hourly demand the equivalent renewable production (wind, solar thermal, solar photovoltaic and flowing hydro).

2.2. Scenarios

Four sets of scenarios and a base scenario have been defined in order to assess the impact of each strategy.

The base scenario acts as a meeting point for the rest of the scenarios as it projects the situation in 2030 and 2050 if no investment in generation technologies were made. In other words, the changes to the current situation included in the base scenario also apply to the rest of the scenarios.

Scenario 1 will model the increase in capacity and renewable generation required to compensate for the decrease in installed capacity of thermal power plants (coal and nuclear).

Within scenario 2, three sub-scenarios have been simulated with different levels of penetration and behaviour of residential demand. Two drivers have been proposed in order to represent the two possible demand responses. The first is the reduction of residential demand and the second is the transfer of energy from "peak hours" to "off-peak hours".

The third scenario models different levels of electric vehicle penetration with respect to two charging modes. The first is the optimal charging mode that charges the vehicle at the least costly time for the system based on the energy level and target time and based on consumer behaviour with respect to vehicle use. The second charging model is V2G which allows consumption and generation by the vehicle in an optimal way. The last scenario considers the inclusion in the system of batteries that allow energy storage on a large scale and can also participate in the adjustment markets. The batteries will provide quick response to changes in demand and stand out for their ease of installation and scalability.

2.3. Inputs

The model input data includes the outputs of the two forecasting models: demand and

renewable wind, solar photovoltaic and solar thermal production.

Technical and operational data for 2019 are also incorporated, such as energy exchanged [4], losses in the transmission and distribution network [5], the price of CO₂ emissions [6], the secondary reserve margin [4], and the utilization ratio of this reserve [4].

With respect to thermal power plants, the units that would be active in 2030 and 2050 have been estimated.

In the case of coal-fired plants, only those that have not yet requested to be shut down are active in 2030. Thus, 1819.7 MW of the current 9213.9 MW installed would be active. On the other hand, no active coal thermal units would be left in 2050.

In relation to nuclear power plants, account has been taken of the stepwise closure of their plants according to [7] so that three plants would be active in 2030. In the same way as with coal-fired plants, there will be no active nuclear power plants in 2050.

Finally, a lifetime of 45 years has been applied to CCGTs so that the entire fleet of combined cycle plants is active in 2030, while in 2050 a power of 17841.4 MW remains active compared to the current 24559.6 MW, representing 73% of active power in 2050 with respect to the current one.

The characteristics [8] of the thermal power plants include both technical and economic parameters.

With regard to hydroelectric plants, a distinction has been made between flowing and reservoir and pumping plants.

For flowing hydroelectric power plants, the monthly median value of generation over the last six years has been used [4].

To characterize hydraulic power plants with reservoirs, both with and without pumping, the technical and operating values of each plant have been obtained. In addition, the monthly inputs [9] and the weekly average level [9] have been incorporated into the model.

The fleets and technical characteristics proposed in [10] have been used to model the Spanish electric car fleet, including a matrix to determine the behaviour of each fleet: which fleets are connected at any given time and the kilometres travelled each hour.

Finally, the technical characteristics of the storage technologies are inputs to the model. Three types of batteries have been considered: Lithium-Ion, Lead-Acid and Redox.

3. Outcomes

3.1. Scenario 1

It can be appreciated how the price of energy is considerably reduced in most of the sub-scenarios (except in 1c in 2030), having its maximum fall in sub-scenario 1a in 2050, where it reaches a value of 19.60 euros/MWh compared to 78.16 euros/MWh in the base case of the same year. This drop in the average price of energy is due, on the one hand, to the low variable cost of renewable energies that leads to low offers in the market, and, on the other hand, to the commitment to consume the maximum renewable energy that technical restrictions allow.

Due to this operation and the prediction of renewable energy, a large amount of energy

is discharged in the scenarios. This is due to the fact that there are hourly periods in which the renewable energy produced exceeds demand. On the contrary, there is also Non-Supplied Energy in the scenarios. In sub-scenario 1a it increases significantly in 2030 while achieving a high reduction in 2050. However, the high value of the discharges means that the system is over-dimensioned, in other words, there is a lot of unnecessary installed capacity that is only used when there are peaks in demand while in the rest of the hours it is not possible to consume it.

The most positive consequence of the installation of renewable capacity is its non-polluting nature, which is reflected in all the scenarios with its lowest value in sub-scenario 1a in 2050, with a reduction of 91.4%.

3.2. Scenario 2

To begin with, the average price decreases slightly in all sub-scenarios in 2050. The NSE, however, increases in all cases by 150% to 200% in 2030, falling sharply in the cases referring to 2050, with the lowest scenario being subscenario 2b. This is due to the fact that part of the demand from "peak" hours has been displaced to "off-peak" hours, giving rise to a much flatter profile, which allows the reduction in installed power not to have such a negative impact since the system does not have to be prepared to supply such high amounts of demand in the same period. It should be noted that the displacement of demand has been done in a theoretical way, without taking into account the intelligence that would be imposed by the implementation of this technology, which would displace the necessary energy in an optimal way.

In relation to pollution, the CO₂ emissions corresponding to the initial demand reduction in the scenario are reduced, being in all three cases higher in 2050, justified by the closure of the nuclear power plants.

3.3. Scenario 3

Firstly, the average price per MWh increases in all cases due to an increase in consumption in the system that causes technologies with higher variable costs such as thermal power plants to be required to produce electricity. It can be seen that the price in 2030 in scenario 3c decreases with respect to the price in the same year in scenario 3b due to the implementation of V2G, which allows vehicles to supply stored energy to the grid with a zero bid.

With respect to Non-supplied Energy, it decreases in 2030 and 2050 with respect to sub-scenario 1a in all but 2030 of sub-scenario 3a. This reduction corresponds to the flexibility of vehicles to charge at the optimal time for the system, in other words, when there is sufficient energy at low cost. In sub-scenario 3c the greatest impact is seen in being able to supply energy to the grid at the required times.

On the other hand, there are fewer discharges in all cases, with the minimum being in 3c. The flexibility provided by these charging modes in electric vehicles complements renewable energy by optimising the system as they waste less energy while managing to supply more demand.

Finally, it can be seen how CO₂ emissions increase with respect to the base scenario. However, in order to assess the effect that the use of electric vehicles has on pollution, it is necessary to take into account the emissions avoided by replacing gasoline and

diesel vehicles with electric ones. In this way it can be seen how the emissions avoided are much greater than those that would be generated by the electricity production process.

3.4. Scenario 4

The parameters of this group of scenarios are similar to the parameters obtained in the base case. This is because in the base case there is no discharge, that is to say, the energy that is generated is consumed at the same time. Therefore the battery installation, which works as a buffer, does not have a great impact.

The energy stored represents 45% in 2050 with respect to the discharges (778,004 MW) of the 1c sub-scenario in which, we should remember, it has a more moderate renewable installed capacity. In addition, in this same sub-scenario (1c) there are 762,340 MW of NSE, of which 46% could be supplied by the energy stored in the discharges. It should also be noted that storage is not operating at its maximum capacity in this scenario because there are no discharges, so the yield accompanied by renewables would be higher.

With respect to the secondary reserve, this set of scenarios is the only one in which another technology is included. Storage actively participates in the secondary reserve, mainly in sub-scenario 4a.

4. Conclusion

It is important to note that it is not possible to achieve a viable system with the installation of renewable power as the only changeover trigger. For this reason, in order to achieve a system with fewer emissions, its shortcomings must be strengthened with strategies that provide flexibility.

Three strategies have been proposed to provide this flexibility. Firstly, there is flexible demand management, a technology which introduces a change of paradigm. Not only can the balance of generation and consumption be controlled by regulating production at the plants, but it is also possible to control demand so that it coincides with the energy produced. This change in system operation helps to maximize energy consumption from renewable sources. It helps to optimize resources by shifting energy so that the consumption pattern is as close as possible to the renewable production pattern.

Secondly, the integration of electric vehicles into the system with optimal charging mode and V2G. The change from petrol and diesel vehicles to electric vehicles means new consumptions and, therefore, a new challenge for the electric system since it must be prepared to supply a higher consumption with new consumption habits. In the results of the scenarios it has been verified how, in spite of assuming an increase in demand, the penetration of the electric vehicle reduces both discharges and the NSE, which translates into a greater use of renewable resources. Despite the fact that it represents an additional stress for the system, the flexibility provided by this consumption brings numerous benefits.

On the other hand, it is important to highlight that the electric vehicle is not only beneficial for the electricity system. In the same way, it is a fundamental element in the decarbonisation process due to the high number of emissions avoided.

Finally, energy storage makes it possible to control energy so that spills do not occur, storing energy at times when demand is lower than production and providing energy

to the grid at times when there is a deficit of renewable energy. A large part of the discharges produced by an excess of renewable generation can be stored by batteries to be consumed at the most appropriate time.

All these strategies provide flexibility to the system by promoting the use of generation from renewable sources. However, in order to achieve a maximum use of resources it is essential to integrate technologies properly to achieve a reliable and sustainable evolution over time.

5. References

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Inventario Nacional de EMISIONES a la ATMÓSFERA. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO. SERIE 1990 - 2018,» Madrid, 2020.
- [2] M. p. l. T. E. y. e. R. Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2021-2030),» Madrid, 2020.
- [3] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, «Documento Sintético del Borrador Actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,» Madrid, 2020.
- [4] ESIOS, [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es>.
- [5] Red Eléctrica de España REE, [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es>.
- [6] Sendeco, «Precios CO2,» [En línea]. Available: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>. [Último acceso: Mayo 2020].
- [7] Días, Cinco, [En línea]. Available: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/02/08/companias/1549647160_807281.html.

- [8] ENTSOE, «Maps & Data. TYNDP 2018,» [En línea]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>. [Último acceso: 2020].

- [9] Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas CEDEX, «ANUARIO DE AFOROS. MODALIDADES DE CONSULTA.,» [En línea]. Available: <https://ceh.cedex.es/anuarioaforos/default.asp>. [Último acceso: Junio 2020].

- [10] I. T. Martínez, «Análisis de costes y beneficios de la implantación del vehículo eléctrico,» Madrid, 2013.

Índice de la memoria

Capítulo 1 Introducción.....	7
1.1. Objetivos	8
Capítulo 2 Estado del arte.....	11
Capítulo 3 Descripción de los escenarios.....	13
3.1. Escenario base.....	13
3.2. Escenario 1.....	13
3.3. Escenario 2.....	14
3.4. Escenario 3.....	16
3.5. Escenario 4.....	17
Capítulo 4 Descripción del modelo	19
4.1. Modelo Unit Commitment (UC).....	20
4.1.1. Formulación del modelo UC.....	22
Capítulo 5 Datos de entrada	33
5.1. Demanda eléctrica.....	33
5.1.1. Previsión demanda anual	33
5.1.2. Demanda horaria.....	36
5.1.3. Perfiles de demanda.....	37
5.2. Energía renovable.....	38
5.3. Unidades térmicas	41
5.4. Hidráulica	42
5.4.1. Hidráulica fluyente	42
5.4.2. Hidráulica con embalse y de bombeo	43
5.5. Almacenamiento energético.....	45
5.6. Vehículo eléctrico	45
5.7. Otras entradas.....	46
Capítulo 6 Análisis de resultados	47

6.1. Escenario base.....	48
6.2. Escenario 1.....	51
6.2.1. Análisis mensual.....	56
6.2.2. Evaluación objetivos medioambientales PNIEC.....	58
6.3. Escenario 2.....	59
6.4. Escenario 3.....	63
6.4.1. Parámetros flotas.....	67
6.5. Escenario 4.....	68
Capítulo 7 Conclusiones.....	73
Capítulo 8 Futuros desarrollos.....	75
8.1. Entradas.....	75
8.2. Definición de los escenarios.....	76
8.3. Modelo de UC.....	76
Anexo I Análisis de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	80
Anexo II Valores de entrada del modelo de previsión de demanda.....	82
Anexo III Características técnicas centrales térmicas.....	84

Índice de figuras

Figura 1. Diagrama de los modelos, entradas y salidas.....	II
Figura 2. Models, inputs and outputs diagram	IX
Figura 3. Diagrama de los modelos, entradas y salidas.....	19
Figura 4. Correlación entradas modelo de predicción de demanda	34
Figura 5. Predicción del PIB [\$].....	35
Figura 6. Predicción de la población	36
Figura 7. Predicción de la demanda eléctrica [GWh].....	36
Figura 8. Número óptimo de clusters. Silhouette method	37
Figura 9. Número óptimo de clusters. Elbow method.....	37
Figura 10. Perfil medio de la demanda del escenario base y escenario 3c en 2050.....	38
Figura 11. Energía eólica producida en 2019 y en el año mediano	40
Figura 12. Energía solar fotovoltaica producida en 2019 y en el año mediano	40
Figura 13. Energía solar térmica producida en 2019 y en el año mediano	41
Figura 14. Precio medio mensual escenario 1 [MW/h].....	57
Figura 15. Vertidos mensuales escenario 1 [MW]	58

Índice de tablas

Tabla 1. Parámetros del escenario 1.....	14
Tabla 2. Parámetros del escenario 2.....	15
Tabla 3. Parámetros del escenario 3.....	17
Tabla 4. Parámetros del escenario 4.....	18
Tabla 5. Índices del modelo de UC	23
Tabla 6. Parámetros del modelo de UC.....	25
Tabla 7. Variables del modelo de UC.....	27
Tabla 8. Distribución de datos según año del modelo de predicción de demanda.....	35
Tabla 9. Factores explicativos por tecnología renovable.....	39
Tabla 10. R-squared obtenidos en los modelos de las tecnologías renovables.....	40
Tabla 11. Valores técnicos y físicos de las centrales hidráulicas.....	43
Tabla 12. Valores técnicos y económicos de las tecnologías de almacenamiento energético	45
Tabla 13. Características técnicas de los VVEE.....	46
Tabla 14. Descripción de los parámetros de descripción de escenarios.....	48
Tabla 15. Parámetros 2019.....	48
Tabla 16. Parámetros escenario base.....	50
Tabla 17. Energía producida por tecnología en el escenario base	50
Tabla 18. Energía en la reserva secundaria por tecnología escenario Base.....	51
Tabla 19. Parámetros escenario 1	54
Tabla 20. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 1a.....	55
Tabla 21. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 1b.....	55
Tabla 22. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 1c.....	55
Tabla 23. Energía en la reserva secundaria por tecnología escenario 1.....	56
Tabla 24. Ratios objetivos medioambientales escenario 1.....	59
Tabla 25. Parámetros escenario 2	61
Tabla 26. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 2a.....	61
Tabla 27. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 2b.....	62
Tabla 28. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 2c.....	62
Tabla 29. Energía en la reserva secundaria por tecnología escenario 2.....	63
Tabla 30. Parámetros escenario 3	65
Tabla 31. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 3a.....	65

Tabla 32. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 3b.....	65
Tabla 33. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 3c.....	66
Tabla 34. Energía en la reserva secundaria por tecnología escenario 3.....	67
Tabla 35. Parámetros caracterización parque de turismos español.....	67
Tabla 36. Consumo y generación VVEE.....	68
Tabla 37. Parámetros escenario 4	69
Tabla 38. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 4a.....	70
Tabla 39. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 4b.....	70
Tabla 40. Energía del almacenamiento escenario 4	70
Tabla 41. Energía en la reserva secundaria por tecnología escenario 4.....	71

Capítulo 1 Introducción

Estos últimos años nos hemos visto envueltos en un proceso de descarbonización, en el cual se ha reducido el consumo de combustibles fósiles, se ha impulsado la generación de energías limpias y se ha fomentado el uso eficiente de la energía. Sin embargo, a pesar del gran cambio que ha experimentado la sociedad, y de haber reducido un 9% las emisiones de CO₂ respecto a 1990 procedente de la generación eléctrica española, aún se siguen emitiendo más de setenta mil toneladas de CO₂ equivalente [1].

La Unión Europea participa activamente en este proceso, teniendo como objetivo final emisiones netas nulas para 2050. Sin embargo, es un proceso paulatino por lo que se han fijado objetivos a medio plazo, correspondientes con los años 2020 y 2030.

España también está sufriendo este proceso de cambio y descarbonización, que se ha reflejado en el gran fomento de la generación renovable y en el inminente cierre de centrales de carbón. Los siguientes pasos vienen reflejados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) [2] presentado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía en Marzo de 2020 en el cual no solo se cambiará la forma en la que se genera la energía, sino también la forma en la que se consume, incorporando nuevas tecnologías para la gestión eficiente de la energía.

El PNIEC detalla las líneas de actuación y medidas comprendidas en este proceso de descarbonización y eficiencia energética, así como la gran inversión que requerirá este proceso. Aplicando estas medidas, pretende alcanzar para 2030 el 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990, el 42% de energías renovables sobre el consumo total de energía final, el 39,5% de mejora de eficiencia energética y el 74% de energías renovables en la generación eléctrica [3].

Del mismo modo, España se enfrenta a objetivos más restrictivos para el año 2050, año en el que la Unión europea quiere lograr emisiones netas nulas para todo

su territorio. Por ello, el PNIEC propone un 90% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990 y alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable para lograr la neutralidad de emisiones para esa fecha [3].

En la propuesta del PNIEC se observa un cambio en la forma de llegar a estos objetivos, ya que no solo aspira a cambiar la forma en la que se genera la energía, sino que también considera la gestión de la demanda. El cambio en la generación viene liderado por un aumento en la potencia instalada renovable acompañado por la integración de tecnologías renovables. A su vez se proponen medidas innovadoras como la generación distribuida o la impulsión del autoconsumo.

Con estos objetivos ya marcados, el 26 de mayo de 2020 se presentó un Proyecto de Ley climático y transición energética [11], que si finalmente se aprueba, apoyará al PNIEC y agilizará el proceso de cambio energético.

1.1. Objetivos

En este proyecto, se analizará el caso de España, exponiendo algunas de las diferentes estrategias de generación y gestión de la energía que se han planteado para cumplir con los objetivos de sostenibilidad. De cada estrategia se analizará la viabilidad técnica y económica, así como el impacto en el sistema eléctrico en su conjunto.

Para el análisis de las estrategias se ha utilizado un modelo Unit Commitment horario construido en Python que minimiza el coste total del sistema en períodos semanales de un año completo (8.760 horas). El modelo replica el funcionamiento del sistema español de despacho horario, considerando sus particularidades técnicas, económicas y regulatorias. Las tecnologías que simula el modelo son las siguientes: centrales térmicas (nuclear, carbón y ciclos combinados), centrales hidráulicas de embalse (con y sin bombeo), almacenamiento energético de gran escala, y flotas de vehículos eléctricos. Las energías renovables se consideran como una fuente de producción eléctrica no controlable, de coste variable menor, y con mayor prioridad de despacho. Por ello, el modelo resta de la demanda horaria la producción renovable equivalente (eólica, solar térmica, solar fotovoltaica e hidráulica fluyente).

Previo a la simulación de las distintas estrategias, se ha recopilado información histórica y actual del sistema eléctrico con el objetivo de generar escenarios base de los años 2030 y 2050 contra los que comparar los distintos resultados.

En el presente documento, se exponen primero los escenarios correspondientes a cada estrategia propuesta, junto con los parámetros que lo definen. En segundo lugar, se analizan las entradas necesarias para llevar a cabo cada simulación y, por último, se presentan los resultados obtenidos en cada escenario aportando conclusiones basadas en los diferentes parámetros de salida de las simulaciones.

Capítulo 2 Estado del arte

La evolución del parque de generación español ha sido durante muchos años un tema de actualidad. A partir de la Revolución Industrial, se potenció el uso de motores térmicos y combustibles fósiles, pero tras varios años de expansión, comenzaron a ser más notables las dificultades que conlleva dicha tecnología: baja capacidad de renovación, contaminación del medio ambiente y excesiva dependencia energética de los países. En los años setenta se empezaron a plantear nuevas formas de energía llamadas energías alternativas debido al agotamiento de los combustibles fósiles. Estas energías alternativas se referían a lo que hoy en día son las energías renovables.

Actualmente, el objetivo principal es reducir las emisiones haciendo que el parque de generación sea cada vez más limpio y eficiente. Para ello, se plantea aumentar el uso de energías renovables junto con diferentes tecnologías de gestión de la energía o el almacenamiento.

En el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de ICAI se han realizado diversos estudios relacionados con el tema, entre los que se destacarán tres.

El primero de ellos se titula “Análisis de escenarios futuros para el sector eléctrico en España para el período 2025-2050” [12]. En el informe se realiza un análisis técnico-económico de varios escenarios para un horizonte de 2025-2050. Concretamente, se estudia el impacto del cierre de las centrales nucleares después de su vida comercial (40 años) frente a un cierre escalonado que alargue su vida por encima de los 40 años. Se destacan conclusiones como un aumento en las emisiones de CO₂ y una inversión más temprana en nueva potencia en el primer escenario expuesto (cierre de centrales después de 40 años).

El segundo informe realizado por el IIT se titula “Análisis del impacto en España de la generación renovable en el período 2020-2050” [13]. El objetivo del artículo es “analizar el impacto de niveles crecientes de penetración de energías renovables en la operación y en los costes del sistema eléctrico español en el periodo 2020-2050” [13]. En este caso, se han utilizado dos modelos matemáticos. El primero de ellos, el modelo de expansión, da solución al parque generador español para los años del estudio. El segundo de ellos, el modelo de operación, simula la operación del sistema eléctrico español por un

año. Se simulan cuatro escenarios según el grado de avance tecnológico y la actitud pública (se ve reflejada en la penetración de la tecnología). Finalmente, a pesar de lograr menor dependencia energética y menor emisiones con el aumento en la generación renovable, se producen vertidos y energía no suministrada por lo que subraya la necesidad de acompañar esta energía con tecnologías de almacenamiento, métodos de energía flexible y mayor interconexión.

Por último, destacar un trabajo de investigación de Greenpeace elaborado por el IIT denominado “Estudio técnico de viabilidad de escenarios de generación eléctrica en el medio plazo en España” [14]. La finalidad de este estudio es la evaluación de la viabilidad técnica del sistema eléctrico ante diferentes escenarios de demanda y generación a medio plazo. En concreto, trata de valorar la estabilidad y consistencia del sistema tras el cierre de centrales de carbón y nucleares. Dentro de los escenarios a simular asume diferentes crecimientos en la demanda, así como distintos niveles de penetración del vehículo eléctrico y generación renovable. Por otro lado, divide en tres los grupos de escenarios asumiendo primero, que en 2025 habrá tanto centrales de carbón como nucleares, segundo, que habrá solo nucleares y finalmente, que no operará ninguna de las dos. Finalmente, evalúa los escenarios que son factibles, es decir, que suministran toda la energía, y son viables económicamente.

Es un informe que cuenta con grandes similitudes respecto al trabajo presente, sin embargo, cuenta con dos diferencias que hacen de estos estudios complementarios. En el trabajo encomendado por Greenpeace se incluyen las centrales hidráulicas como energía de entrada, mientras que en este proyecto se incluyen como centrales que interaccionan con el resto ofreciendo energía en el modelo de casación. En segundo lugar, se aumenta el periodo de estudio alargándolo desde 2030 hasta 2050.

En relación con estudios relativos a 2050, destaca [15] que cuenta con objetivos energéticos, de igual forma que el resto de informes. La gran diferencia es la inclusión de un análisis de las implicaciones que tendría el proceso de descarbonización para la economía nacional. Al final proporciona una serie de acciones y recomendaciones para lograr el modelo energético óptimo en 2050.

Capítulo 3 Descripción de los escenarios

Para comprobar la viabilidad y el impacto que tendría la impulsión de cada tecnología en el sistema eléctrico español se ha definido un escenario base seguido de cuatro tipos de escenarios.

3.1. Escenario base

El escenario base sirve como punto de encuentro del resto de escenarios ya que proyecta la situación en 2030 y 2050 si no se realizara ninguna inversión en tecnologías de generación. Es decir, los cambios respecto a la situación actual que se incluyen en el escenario base se aplican también al resto de escenarios. Un ejemplo puede ser la variación en la demanda estimada para 2030 y 2050, de la que se hablará posteriormente.

De esta forma, se comparará el efecto que tiene cada una de las estrategias propuestas, definidas en los siguientes escenarios.

3.2. Escenario 1

En los últimos diez años se ha incrementado en un 37% el parque eólico y en un 263% la potencia instalada solar fotovoltaica [5]. El carácter finito y limitado de los combustibles fósiles junto con las emisiones que generan las tecnologías que los usan como combustible ha llevado a potenciar cada vez más el uso de tecnologías renovables.

Por esta razón, en este primer escenario se modelará el aumento de capacidad y generación renovable necesaria para compensar la disminución en la capacidad instalada de centrales térmicas (de carbón y nucleares).

Para ello se han propuesto dos escenarios propuestos por diferentes organismos. El primero de ellos se incluye en el PNIEC [2] mientras que el segundo se propone en un informe remitido por Greenpeace en colaboración con el IIT [16].

Como alternativa a los dos anteriores, se ha propuesto un tercer sub-escenario (1c) con menor potencia instalada renovable.

	<i>Tecnología</i>	<i>2030 [MW]</i>	<i>2050 [MW]</i>
Escenario 1a	Energía eólica	50333	75000
	Energía solar fotovoltaica	39181	60000
	Energía solar térmica	7303	15000
Escenario 1b	Energía eólica	30000	43200
	Energía solar fotovoltaica	18000	39600
	Energía solar térmica	20000	54000
Escenario 1c	Energía eólica	33000	45000
	Energía solar fotovoltaica	15000	30000
	Energía solar térmica	5000	12000

Tabla 1. Parámetros del escenario 1

3.3. Escenario 2

El sistema eléctrico avanza hacia una energía de producción renovable, pero debido a su carácter impredecible y no controlable, es necesario complementar con otras tecnologías que garanticen la seguridad de suministro. En este ámbito se encuentra la Gestión Activa de la Demanda, que supone una mayor flexibilidad en el consumo y una participación más activa por parte de los consumidores mediante incentivos económicos [17] o limitaciones regulatorias.

Los avances tecnológicos en el ámbito de la construcción están permitiendo aumentar progresivamente la eficiencia energética de los edificios y reducir así su consumo eléctrico. La domótica en las viviendas es un ejemplo de estos avances tecnológicos, permitiendo a los usuarios controlar el funcionamiento de algunos elementos de su hogar (calefacción, aire acondicionado, persianas, alarma, etc.) desde

sus dispositivos móviles, y optimizando su uso en función de sus necesidades. Además, la sociedad española se muestra cada vez más concienciada de la necesidad de aumentar la eficiencia energética y reducir las emisiones de gases contaminantes [18].

En el medio y largo plazo se pretende disminuir la demanda doméstica neta, así como reducir el pico de demanda desplazando parte de la demanda a momentos valle. De esta forma se reducirá la potencia instalada necesaria para suministrar en las “horas pico” y se evitarán otras inversiones como la adaptación de la red de transporte y distribución debido a un esquema distintos de generación.

Dentro del escenario 2, se han simulado tres sub-escenarios que cuentan con diferentes niveles de penetración y comportamiento de la demanda residencial. Se han propuesto dos palancas con el objetivo de representar las dos posibles respuestas de la demanda. La primera de ellas es la disminución de la demanda residencial y la segunda el traslado de la energía de “horas pico” a “horas valle”.

En el traslado de demanda se realizará de la siguiente forma. Primero se identificarán las “horas pico” de cada día y se aplicará a cada una de ellas la reducción correspondiente a cada escenario, por ejemplo, un 10% de reducción en el escenario 2a en 2030. Esta energía de las diferentes horas se agregará para luego ser distribuida equitativamente en las horas identificadas como “valle” de ese mismo día.

Año	<i>Disminución de la demanda residencial</i>		<i>Traslado de demanda de horas pico a horas valle</i>	
	2030	2050	2030	2050
Escenario 2a	10%	20%	10%	20%
Escenario 2b	20%	30%	10%	20%
Escenario 2c	10%	20%	20%	30%

Tabla 2. Parámetros del escenario 2

3.4. Escenario 3

La búsqueda de energías limpias y la alta contaminación en las grandes ciudades han hecho que aumente el número de vehículos eléctricos en los últimos años. En esta línea se esperan 5 millones de vehículos eléctricos en España en 2030 [2]. Esto produciría un aumento en la demanda eléctrica, sin embargo, dependiendo del modo de carga que se utilice, se puede optimizar este incremento de la demanda para que aporte otras ventajas al sistema eléctrico.

Se contemplan tres modos de carga diferentes a pesar de que solo formarán parte de los sub-escenarios el segundo y el tercero. El primero es la carga ‘tonta’ que se comportaría como un enchufe convencional, mediante el que se cargaría el vehículo hasta su nivel máximo desde el momento de la conexión. El segundo es el modo de carga óptimo que carga el vehículo en el momento menos costoso para el sistema atendiendo al nivel de energía y hora objetivo, y partiendo de los comportamientos de los consumidores respecto al uso del vehículo. El último modelo de carga es V2G que permite el consumo y la generación por parte del vehículo de forma óptima.

Al poder controlar de manera automática el momento de carga se abaratarán costes del sistema ya que se tratará de que ésta se haga en los momentos de menor demanda dentro de los períodos en los que los vehículos están enchufados a la red. En horas valle el precio de la energía disminuye, lo que supone un incentivo para el uso de este tipo de recargas inteligentes.

Por otro lado, el modo de recarga V2G permite además que los usuarios no solo consuman en los momentos de valle, sino que, si la capacidad energética de sus vehículos es mayor a la necesaria en ciertos momentos, la capacidad restante se utilice como unidades de almacenamiento energético. Si esta energía sobrante pudiese venderse en los mercados energéticos, este modo de carga generaría un beneficio económico adicional al usuario. Además, al estar las flotas de vehículos distribuidas entre los distintos puntos de conexión de la red, esta tecnología ayudaría a la descongestión de los puntos más críticos en “horas pico”.

Cabe destacar que este escenario no es independiente al resto, sino que se ha considerado el aumento en la capacidad de producción renovable definido en el escenario 1a debido a que el aumento de vehículos supone un estrés adicional para el sistema por mayor demanda que no es lógica que se pueda producir. Es decir, el progresivo aumento

de la penetración del vehículo eléctrico en el parque automovilístico español necesitará siempre ir acompañado de un aumento de la capacidad de generación eléctrica.

	<i>Modo de carga</i>	<i>Penetración del VE</i>	
		2030	2050
Escenario 3a	Óptimo	10%	35%
Escenario 3b	Óptimo	20%	50%
Escenario 3c	V2G	20%	50%

Tabla 3. Parámetros del escenario 3

3.5. Escenario 4

Actualmente, la energía eléctrica no es posible almacenarla de una forma eficiente. Para ello, es necesario transformarla en otro tipo de energía: energía potencial en las centrales de bombeo, energía mecánica en los volantes de inercia, o energía química en las baterías, etc.

Se ha comentado previamente la imposibilidad de la mayor parte de las energías renovables de controlar el momento de producción de energía. Por ello, es esencial contar con tecnologías de almacenamiento que puedan dotar de flexibilidad a las energías limpias.

En este escenario se considera la inclusión en el sistema de baterías que permitan el almacenamiento energético a gran escala, y además puedan participar en los mercados de ajuste. Las baterías aportarán rapidez de respuesta ante cambios en la demanda y destacan por su facilidad de instalación y su escalabilidad.

Es importante resaltar que, al contrario que en los escenarios anteriores, el almacenamiento no es una tecnología de generación y, por tanto, por sí mismo no sería capaz de cubrir un aumento en la demanda o de suplir una reducción de capacidad en el sistema. En caso de instalación es conveniente acompañarlo de otras tecnologías de generación.

Dentro del gran número de tipologías de baterías químicas existentes en la actualidad, se han escogido para los escenarios las tres con más perspectivas de futuro: Ion-Litio, Plomo-Ácido y Redox. En los dos escenarios que se simularán en este bloque se distribuirá la potencia total instalada del sub-escenario entre las diferentes clases de baterías de la siguiente forma:

- 50% Ion-Litio.
- 30% Plomo-Ácido.
- 20% Redox.

El sub-escenario 4a se corresponde con lo propuesto en el PNIEC [2] mientras que el 4b responde a un avance en la tecnología entre los años 2030 y 2050.

<i>Año</i>	<i>2030</i>	<i>2050</i>
Escenario 4a	2500 MW	6000 MW
Escenario 4b	1500 MW	10000 MW

Tabla 4. Parámetros del escenario 4

Capítulo 4 Descripción del modelo

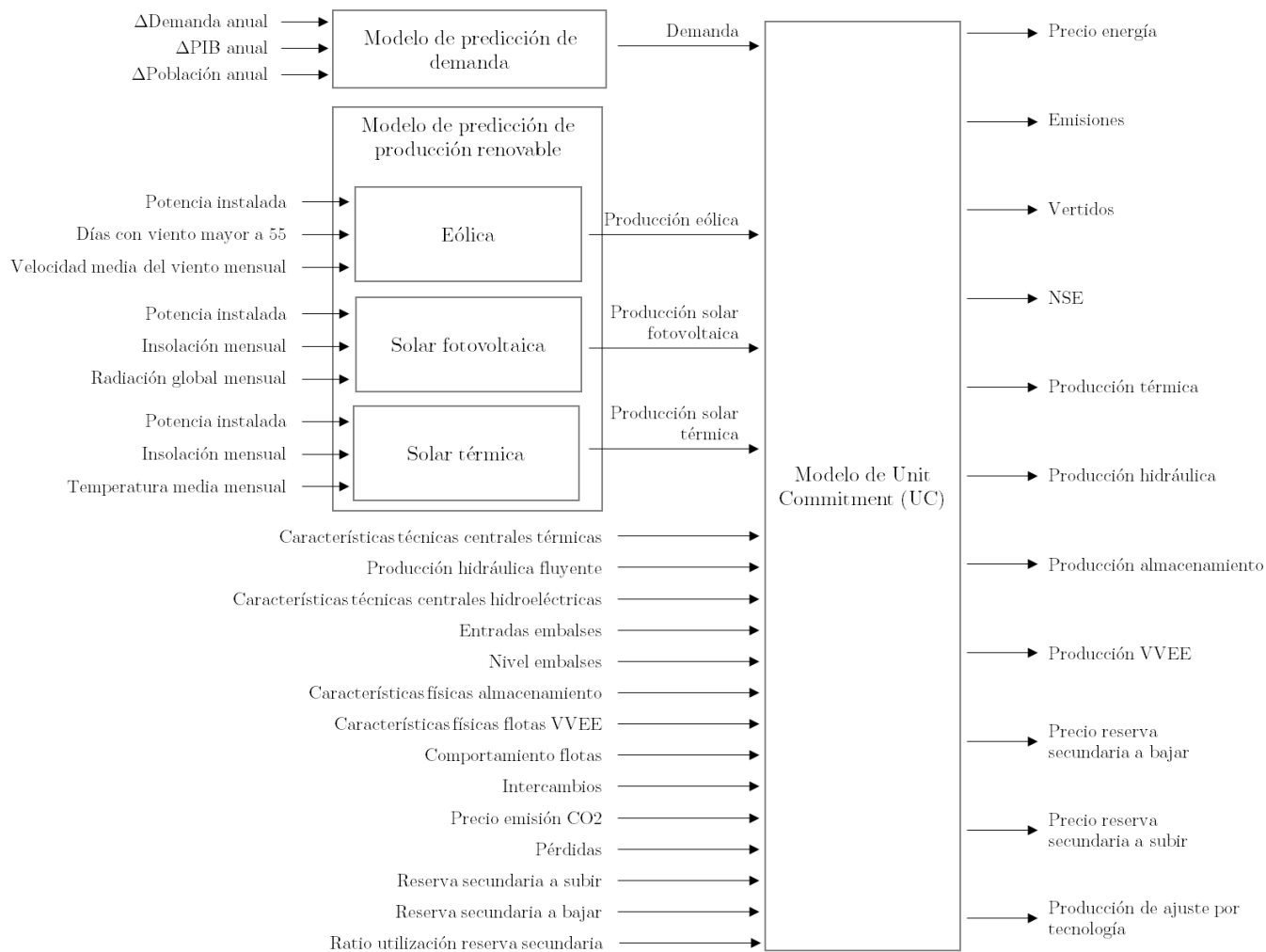


Figura 3. Diagrama de los modelos, entradas y salidas

En la Figura 3 se observan las diferentes entradas y salidas del proyecto, así como los tres modelos de los que se compone. El primero es un modelo de previsión de demanda que se explicará con más detalle en el apartado 5.1.1 incluido en el siguiente capítulo. El segundo es un modelo de predicción de producción renovable aplicado a tres tecnologías: eólica, solar fotovoltaica y solar térmica. Este modelo se encuentra explicado con más detalle en el apartado 5.2 incluido también en el siguiente capítulo.

Por último, para replicar el funcionamiento del sistema español de despacho de energía eléctrica se ha utilizado un modelo de Unit Commitment en el que se consideran todas las entradas identificadas en la Figura 3, que se explicarán con más detalle en el Capítulo 5.

4.1. Modelo Unit Commitment (UC)

El sistema eléctrico español utiliza un modelo de despacho de energía para determinar en cada hora qué unidades del sistema deben generar para cubrir la demanda prevista. Este modelo de decisión funciona mediante mecanismos de mercado definidos en la regulación vigente (Ley 24/2013, Ley 17/2013, Circular 5/2019 y Real Decreto-ley 1/2019) en los que los distintos agentes de generación y demanda intercambian energía eléctrica.

En este proyecto se ha desarrollado un modelo ad hoc que replica el funcionamiento del sistema español de despacho mediante un modelo matemático de Unit Commitment (UC). Este modelo optimiza en cada hora el coste económico total del sistema, estableciendo qué unidades deben generar y con qué potencia, y teniendo en cuenta tanto el contexto (funcionamiento en la hora anterior), como las restricciones técnicas y regulatorias del sistema español.

Las tecnologías de generación eléctrica consideradas en la formulación del modelo UC son las centrales térmicas (nuclear, carbón y ciclos combinados), la hidráulica de embalse (con y sin bombeo), las flotas de vehículos eléctricos y las unidades de almacenamiento energético de gran escala. Las tecnologías de origen renovable, por su reducida capacidad de ser controladas¹, su bajo coste variable de generación y su mayor prioridad en el modelo de despacho eléctrico español, se han considerado como input de

¹ No pueden decidir libremente cuándo disponer de la fuente de energía

energía que minora la demanda. Esta entrada se ha modificado según los distintos escenarios simulados, como se detalla en el Capítulo 5.

El modelo calcula el despacho horario óptimo de las 8.760 horas de un año completo, pero por limitaciones computacionales no se realiza en una única optimización. En cambio, se resuelve en 52 secuencias consecutivas de 7 días (168 horas), excepto la última optimización que incluye 8 días (192 horas) para completar el año equivalente. Para cada secuencia, se tienen en cuenta como valores iniciales (estado y potencia de generación / consumo) los valores de la última hora de la secuencia anterior. En la primera hora de la ejecución no se consideran costes de arranque de las unidades, aunque todas las centrales parten de generación nula, por lo que sí se consideran otras limitaciones técnicas como las rampas de aumento de potencia.

El modelo se basa en una serie de parámetros de entrada:

- Demanda horaria nacional.
- Requerimientos horarios de reserva secundaria a subir y a bajar.
- Producción horaria renovable de las tecnologías eólica, solar térmica, solar fotovoltaica e hidráulica fluyente.
- Intercambios horarios con Francia, Portugal, Marruecos y Andorra.
- Coeficientes medios mensuales de pérdidas en las redes de transporte y distribución.
- Precios diarios de las emisiones de CO₂.
- Parámetros tecno-económicos de las unidades térmicas, hidráulicas, flotas de vehículos eléctricos, y unidades de almacenamiento energético.
- Entradas horarias en las reservas de agua de las unidades hidráulicas consideradas.
- Nivel medio semanal de los embalses de las unidades hidráulicas consideradas.
- Patrones de uso de los vehículos eléctricos, a través de kilómetros medios recorridos en cada hora del año de simulación.

Sin embargo, el modelo no tiene en cuenta las restricciones geográficas de la red de transporte y distribución, que lógicamente sí suponen una limitación importante en el modelo español de despacho de energía, ni la energía negociada en contratos bilaterales entre ofertantes y demandantes, ni el funcionamiento de los servicios de ajuste, más allá de la reserva secundaria.

En la modelización del vehículo eléctrico se han considerado 2 modos de funcionamiento de los vehículos respecto al sistema:

- Carga optimizada: el modelo determina el momento óptimo de carga de cada vehículo para minimizar los costes del sistema global ajustándose a los patrones de conexión de éstos a la red y a la energía que necesitan cuando se desconectan.
- Almacenamiento (V2G): además de la funcionalidad de optimización, este modo añade la posibilidad de que las flotas de vehículos eléctricos sirvan al sistema de unidades de almacenamiento energético.

En la formulación del modelo se han tenido en cuenta diversos trabajos previos en los que se han resuelto problemáticas similares con diversos focos. En [13] se diseña un modelo UC para analizar la potencial influencia del uso del vehículo eléctrico en la demanda agregada del sistema. En [19], sus autores desarrollan un modelo para estudiar el impacto de la fluctuación de la generación renovable en los costes de arranque de las centrales térmicas. [20] analiza en el sistema eléctrico alemán qué tecnologías de generación serían las que cargarían los vehículos eléctricos principalmente ante escenarios de penetración masiva. Finalmente, en [21] se diseña un modelo de despacho hidro-térmico con un foco particular en el modelado de la energía hidráulica para el sistema español.

El modelo UC está programado en Python utilizando funciones de la librería PySCIOpt 3.0 (solver opensource SCIP Optimization Suite 7.0: Solving Constraint Integer Programs)

4.1.1. Formulación del modelo UC

Los respectivos índices, parámetros y variables definidos en la formulación del problema MILP² se detallan, a continuación, en las tablas Tabla 5, Tabla 6 y Tabla 7.

² MILP: Mixed Integer Linear Programming

Índices

<i>Nombre</i>	<i>Descripción</i>	<i>Valores</i>	<i>Unidades</i>
h	hora del año	1 – 8760	-
d	Día del año	1 – 365	-
m	Mes del año	1 – 12	-
s	Semana del año	1 – 52	-
ut	Unidades de generación térmica	-	-
uh	Unidades de generación hidráulica	-	-
st	Unidades de almacenamiento energético	-	-
ve	Flotas del vehículo eléctrico	-	-

Tabla 5. Índices del modelo de UC

Parámetros

<i>Nombre</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidades</i>
costense	Coste de la energía no suministrada (non-served energy)	€/MWh
maxprice	Precio máximo del sistema establecido por el regulador	€/MWh
costenskm	Coste de la energía equivalente de los km previstos de las flotas de VVEE que no se pueden realizar	€/MWh
tolnivemb	Tolerancia (+-) para cumplir con el nivel de los embalses	%
pco2d	Precio de las emisiones de CO2	€/ton CO2
d _h	Demanda horaria	MWh
rsub _h	Necesidades horarias de reserva secundaria a subir	MW
rbaj _h	Necesidades horarias de reserva secundaria a bajar	MW
crsubutil _h	Coficiente de energía utilizada de la reserva secundaria a subir	%
crbajutil _h	Coficiente de energía utilizada de la reserva secundaria a bajar	%
perd _m	Coficiente medio mensual de pérdidas de la Red	%
geneo _h	Producción horaria eólica	MWh

$gents_h$	Producción horaria termosolar	MWh
$genfv_h$	Producción horaria fotovoltaica	MWh
$genhf_h$	Producción horaria de la hidráulica fluyente	MWh
$impf_h$	Importaciones horarias desde Francia	MWh
$expf_h$	Exportaciones horarias hacia Francia	MWh
$impp_h$	Importaciones horarias desde Portugal	MWh
$expp_h$	Exportaciones horarias hacia Portugal	MWh
$impm_h$	Importaciones horarias desde Marruecos	MWh
$expm_h$	Exportaciones horarias hacia Marruecos	MWh
$impa_h$	Importaciones horarias desde Andorra	MWh
$expa_h$	Exportaciones horarias hacia Andorra	MWh
$maxpot_{ut}$	Máxima potencia generando de las unidades térmicas	MW
$minpot_{ut}$	Mínima potencia generando de las unidades térmicas	MW
$remi_{ut}$	Ratio de emisiones de CO2 de las unidades térmicas	ton CO2/MW
$tminoff_{ut}$	Tiempo mínimo de parada planta térmica	h
$tminon_{ut}$	Tiempo mínimo funcionando de la planta térmica antes de la siguiente parada	h
$carr_{ut}$	Coste de arranque de las unidades térmicas	€
$cpar_{ut}$	Coste de parada de las unidades térmicas	€
$cvar_{ut}$	Coste variable de las unidades térmicas	€/MWh
$rampsub_{ut}$	Rampas de subida de las unidades térmicas	MW
$rampbaj_{ut}$	Rampas de bajada de las unidades térmicas	MW
$cvar_{st}$	Coste variable de producción del almacenamiento	€/MWh
$minene_{st}$	Nivel mínimo de almacenamiento	MWh
$maxene_{st}$	Nivel máximo de almacenamiento	MWh
$autodesc_{st}$	Ratio de auto-descarga medio mensual	%
$efic_{st}$	Eficiencia media del almacenamiento	%
$minpot_{st}$	Mínima potencia consumiendo / generando del almacenamiento	MW
$maxpot_{st}$	Máxima potencia consumiendo / generando del almacenamiento	MW
num_{ve}	Número total de vehículos eléctricos de la flota	-
$socmin_{ve}$	Nivel de carga mínimo de los VVEE para poder generar energía	%

$socmax_{ve}$	Nivel de carga máximo de los VVEE para poder consumir energía	%
$socdes_{ve}$	Nivel de carga mínimo deseado antes de desconectar el VE	%
$cons_{ve}$	Consumo medio de los VVEE	kWh/km
$dist_{ve,h}$	Distancia media recorrida en cada hora por cada VE de la flota	km
$efic_{ve}$	Eficiencia media de los VVEE de la flota	%
$fcon_{ve,h}$	Condición binaria que indica si la flota está conectada a la red	-
$minene_{ve}$	Mínima energía almacenable en los VVEE de la flota	kWh
$maxene_{ve}$	Máxima energía almacenable en los VVEE de la flota	kWh
$minpot_{ve}$	Mínima potencia consumiendo / generando de los VVEE	kW
$maxpot_{ve}$	Máxima potencia consumiendo / generando de los VVEE	kW
$minene_{uh}$	Mínima energía almacenable en los embalses de las unidades	MWh
$maxene_{uh}$	Máxima energía almacenable en los embalses de las unidades	MWh
$maxpot_{uh}$	Máxima potencia consumiendo de las unidades de bombeo	MW
$minpot_{uh}$	Mínima potencia consumiendo de las unidades de bombeo	MW
$efic_{uh}$	Eficiencia media de las unidades hidráulicas (ciclo turbinación-bombeo)	%
$iemb_{uh,h}$	Aportaciones naturales de agua a los embalses	MWh
$nivemb_{uh,s}$	Nivel medio semanal de los embalses	%
$maxpotgen_{uh}$	Máxima potencia generando de las unidades hidráulicas	MW
$minpotgen_{uh}$	Mínima potencia generando de las unidades hidráulicas	MW

Tabla 6. Parámetros del modelo de UC

Variables

<i>Nombre</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidades</i>
$Csist$	Coste total del sistema para la secuencia de simulación	€
$Dprima_h$	Demanda horaria neta utilizada en el modelo de optimización, tras considerar la generación renovable, las pérdidas de la red y las importaciones & exportaciones	MWh
$Eres_h$	Energía total de origen renovable producida en cada hora	MWh
$Eint_h$	Energía total intercambiada con todos los países fronterizos con España (exportaciones – importaciones)	MWh
Nse_h	Cantidad de energía no suministrada en cada hora	MWh

Se_h	Cantidad de energía sobrante vertida en cada hora	MW
$U_{ut,h}$	Variable binaria de funcionamiento de las unidades térmicas	-
$Y_{ut,h}$	Variable binaria de arranque de las unidades térmicas	-
$Z_{ut,h}$	Variable binaria de parada de las unidades térmicas	-
$Potg_{ut,h}$	Potencia de generación de cada unidad en cada hora	MW
$Potgpr_{ut,h}$	Delta de potencia de generación ($Potg_{ut,h} - Pmin_{ut}$)	MW
$Rsub_{ut,h}$	Reserva secundaria a subir de cada unidad térmica en cada hora	MWh
$Rbaj_{ut,h}$	Reserva secundaria a bajar de cada unidad térmica en cada hora	MWh
$Offh_{ut,h}$	Contador de horas acumuladas de parada de cada unidad	h
$Onh_{ut,h}$	Contador de horas acumuladas de funcionamiento de cada unidad	h
$Potg_{uh,h}$	Potencia de generación de cada unidad hidráulica en cada hora	MW
$Potc_{uh,h}$	Potencia de consumo de cada unidad de bombeo en cada hora	MW
$Eemb_{uh,h}$	Energía equivalente almacenada en los embalses de las hidráulicas	MWh
$Rsub_{uh,h}$	Reserva secundaria a subir de cada unidad hidráulica en cada hora	MWh
$Rbaj_{uh,h}$	Reserva secundaria a bajar de cada unidad hidráulica en cada hora	MWh
$Vert_{uh,h}$	Vertidos de agua de cada embalse en cada hora	MWh
$Potg_{st,h}$	Potencia de generación de cada unidad de almacenamiento en cada hora	MW
$Potc_{st,h}$	Potencia de consumo de cada unidad de almacenamiento en cada hora	MW
$Ealm_{st,h}$	Energía almacenada en los capacitadores / baterías	MWh
$Rsub_{st,h}$	Reserva secundaria a subir de cada unidad de almacenamiento en cada hora	MWh
$Rbaj_{st,h}$	Reserva secundaria a bajar de cada unidad de almacenamiento en cada hora	MWh
$G_{ve,h}$	Variable binaria que indica que las flotas de VVEE están generando	-
$C_{ve,h}$	Variable binaria que indica que las flotas de VVEE están consumiendo	-

Pot _{g_{ve,h}}	Potencia de generación de cada flota de VVEE en cada hora	MW
Pot _{c_{ve,h}}	Potencia de consumo de cada flota de VVEE en cada hora	MW
Ealm _{ve,h}	Energía almacenada en las baterías de los VVEE	MWh
Holgkm _{ve,h}	Variable de holgura por los km no realizables	km

Tabla 7. Variables del modelo de UC

Ecuaciones para calcular la demanda neta

$$Eint_h = expf_h - impf_h + exp_p_h - imp_p_h + exp_m_h - imp_m_h + exp_a_h - imp_a_h$$

$$Eres_h = geneo_h + gents_h + genfv_h + genhf_h$$

$$Dprima_h = \left(\frac{D_h}{1 - perd_m} \right) + Eint_h - Eres_h$$

$Dprima_h$ representa la demanda neta agregada del sistema que se utiliza en el modelo para determinar cada hora el despacho de las distintas unidades de generación consideradas.

Función objetivo

Es la función de coste total del sistema que el modelo minimiza para cada secuencia de simulación. Incluye los costes variables de generación de las centrales térmicas, los costes de arranque y parada de dichas centrales, los costes de las emisiones según el precio diario, los costes de la energía de reserva secundaria utilizada (a subir y a bajar), los costes de la energía no suministrada, y los costes de la energía equivalente de la distancia no recorrida por las flotas de vehículos eléctricos.

$Csist$

$$= \sum_{h=1}^{168} \left(\sum_{ut} (carr_{ut} * Y_{ut,h}) + (cpar_{ut} * Z_{ut,h}) + \left(cvar_{ut} * (Potg_{ut,h} + (crsubutil_h * Rsub_{ut,h}) - (crbajutil_h * Rbaj_{ut,h})) \right) + \right. \\ \left. (pco2_d * remi_{ut} * (Potg_{ut,h} + (crsubutil_h * Rsub_{ut,h}) - (crbajutil_h * Rbaj_{ut,h}))) \right) + \\ \left(\sum_{st} cvar_{st} * (Potg_{st,h} + (crsubutil_h * Rsub_{st,h}) - (crbajutil_h * Rbaj_{st,h})) \right) + \\ \left(\sum_{ve} costenskm * cons_{ve} * Holgkm_{ve,h} \right) + (costense * Nse_h)$$

Ecuaciones de balance

Las siguientes ecuaciones representan el balance energético del sistema en cada hora de la secuencia de simulación, tanto para las potencias de generación y consumo como para las reservas a subir y a bajar. Las variables de energía no suministrada (Nse_h) y vertidos (Se_h) de la primera ecuación garantizan que se cumpla en todos los períodos el equilibrio entre demanda y producción.

$$\begin{aligned} \sum_{ut} (Potg_{ut,h}) + \sum_{uh} (Potg_{uh,h} - Potc_{uh,h}) + \sum_{st} (Potg_{st,h} - Potc_{st,h}) \\ + \sum_{ve} (Potg_{ve,h} - Potc_{ve,h}) + Nse_h - Se_h = Dprima_h \end{aligned}$$

$$\sum_{ut} (Rsub_{ut,h}) + \sum_{uh} (Rsub_{uh,h}) + \sum_{st} (Rsub_{st,h}) = rsub_h$$

$$\sum_{ut} (Rbaj_{ut,h}) + \sum_{uh} (Rbaj_{uh,h}) + \sum_{st} (Rbaj_{st,h}) = rbaj_h$$

Ecuaciones asociadas a las unidades térmicas

Las primeras 4 ecuaciones establecen los límites de potencia de producción (minpot & maxpot) y establecen la relación entre las variables de potencia y reservas a subir y bajar.

$$Potg_{ut,h} = (U_{ut,h} * minpot_{ut}) + Potgpr_{ut,h}$$

$$Potg_{ut,h} \leq U_{ut,h} * maxpot_{ut}$$

$$Rsub_{ut,h} \leq (U_{ut,h} * maxpot_{ut}) - Potg_{ut,h}$$

$$Rbaj_{ut,h} \leq Potg_{ut,h} - (U_{ut,h} * minpot_{ut})$$

La siguiente ecuación sirve para relacionar las distintas variables binarias de las unidades térmicas: funcionamiento ($U_{ut,h}$), arranque ($Y_{ut,h}$) y parada ($Z_{ut,h}$).

$$U_{ut,h} = U_{ut,h-1} + Y_{ut,h} - Z_{ut,h}$$

Las rampas de las unidades representan las variaciones máximas (positiva y negativa) entre períodos de la potencia de producción. Relacionan, por tanto, los valores de potencia entre períodos consecutivos.

$$\begin{aligned} (Potgpr_{ut,h} + Rsub_{ut,h}) - (Potg_{ut,h-1} - (U_{ut,h-1} * minpot_{ut}) - Rbaj_{ut,h-1}) &\leq rampsub_{ut} \\ (Potg_{ut,h-1} - (U_{ut,h-1} * minpot_{ut}) + Rsub_{ut,h-1}) - (Potgpr_{ut,h} - Rbaj_{ut,h}) &\leq rampbaj_{ut} \end{aligned}$$

Finalmente, las siguientes ecuaciones aseguran el cumplimiento de los tiempos mínimos de parada y funcionamiento.

$$\begin{aligned} Onh_{ut,h} &= Onh_{ut,h-1} + U_{ut,h} \\ Offh_{ut,h} &= Offh_{ut,h-1} + (1 - U_{ut,h}) \\ Y_{ut,h} * tminoff_{ut} &\leq Offh_{ut,h-1} - Offh_{ut,h-1-tminoff_{ut}} \\ Z_{ut,h} * tminon_{ut} &\leq Onh_{ut,h-1} - Onh_{ut,h-1-tminon_{ut}} \end{aligned}$$

Ecuaciones asociadas a las unidades hidráulicas

Como en el caso de las unidades térmicas, para las centrales hidráulicas se establecen primero los límites inferiores y superiores de potencias de generación y bombeo, así como la relación entre las potencias de generación y las reservas a asignar.

$$\begin{aligned} minpotgen_{uh} &\leq Potg_{uh,h} \leq maxpotgen_{uh} \\ minpot_{uh} &\leq Potc_{uh,h} \leq maxpot_{uh} \\ Rsub_{uh,h} &\leq maxpotgen_{uh} - Potg_{uh,h} \\ Rbaj_{uh,h} &\leq Potg_{uh,h} - minpotgen_{uh} \end{aligned}$$

También se deben definir los límites energéticos de los embalses correspondientes a cada unidad hidráulica, así como la ecuación que asegura la conservación de energía en dichos embalses.

$$\begin{aligned} minene_{uh} &\leq Emb_{uh,h} \leq maxene_{uh} \\ Emb_{uh,h} &= Emb_{uh,h-1} - Potg_{uh,h} + (efic_{uh} * Potc_{uh,h}) + iemb_{uh,h} \\ &\quad - (crsubutil_h * Rsub_{uh,h}) + (crbajutil_h * Rbaj_{uh,h}) - Vert_{uh,h} \end{aligned}$$

Por último, al final de la secuencia de simulación (semana de 7 días) los niveles de los embalses deben adecuarse a los valores medios especificados como input del modelo,

considerando las tolerancias. Por tanto, las siguientes 2 ecuaciones se aplican únicamente al último período ($h=h_{\max}$) de cada secuencia.

$$Eemb_{uh,h} \leq nivemb_{uh,s} * maxene_{uh} * (1 + tolnivemb)$$

$$Eemb_{uh,h} \geq nivemb_{uh,s} * maxene_{uh} * (1 - tolnivemb)$$

Ecuaciones asociadas a las unidades de almacenamiento energético

En términos de formulación, las unidades de almacenamiento energético tienen una estructura similar a las unidades hidráulicas, con límites de potencia y energía almacenada, y una relación entre las potencias de generación y las reservas.

$$minpot_{st} \leq Potg_{st,h} \leq maxpot_{st}$$

$$minpot_{st} \leq Potc_{st,h} \leq maxpot_{st}$$

$$Rsub_{st,h} \leq maxpot_{st} - Potg_{st,h}$$

$$Rbaj_{st,h} \leq Potg_{st,h} - minpot_{st}$$

La principal diferencia radica en que, al contrario que con el bombeo-turbinación, al representar las unidades de almacenamiento agregaciones de unidades de menor dimensión, se permite que un mismo período se genere y se consuma energía, siempre y cuando la suma potencia de consumo y la de generación no supere la máxima disponible.

$$Potg_{st,h} + Potc_{st,h} + (crsubutil_h * Rsub_{st,h}) - (crbajutil_h * Rbaj_{st,h}) \leq maxpot_{st}$$

En la ecuación de conservación de la energía se tiene en cuenta el factor de autodescarga ($autodesc_{st}$) de las baterías y la eficiencia del ciclo carga-descarga.

$$minene_{st} \leq Ealm_{st,h} \leq maxene_{st}$$

$$Ealm_{st,h} = \left(Ealm_{st,h-1} * \left(1 - \frac{autodesc_{st}}{30 * 24} \right) \right) - Potg_{st,h} + (efic_{st} * Potc_{st,h}) \\ - (crsubutil_h * Rsub_{st,h}) + (crbajutil_h * Rbaj_{st,h})$$

Ecuaciones asociadas a las flotas de vehículos eléctricos

En la formulación del vehículo eléctrico se ha considerado necesario incluir variables binarias para determinar cuándo el vehículo debe cargar, o cuándo debe generar (en los escenarios en los que se permite). Por tanto, primera ecuación que se define tiene el objetivo de asegurar que cuando las flotas consuman potencia no generen al mismo tiempo, y viceversa.

$$G_{ve,h} + C_{ve,h} \leq 1$$

De igual forma, el modelo únicamente podrá asignar carga o generación cuando las flotas estén conectadas a la red eléctrica, patrón que queda reflejado mediante el parámetro $fcon_{ve,h}$.

$$G_{ve,h} \leq fcon_{ve,h}$$

$$C_{ve,h} \leq fcon_{ve,h}$$

Los límites de potencia de generación y consumo, y de energía almacenada en las flotas de vehículos eléctricos se establecen en el modelo a través de las siguientes ecuaciones.

$$Potg_{ve,h} \leq G_{ve,h} * maxpot_{ve} * \frac{num_{ve}}{1000}$$

$$Potg_{ve,h} \geq G_{ve,h} * minpot_{ve} * \frac{num_{ve}}{1000}$$

$$Potc_{ve,h} \leq C_{ve,h} * maxpot_{ve} * \frac{num_{ve}}{1000}$$

$$Potc_{ve,h} \geq C_{ve,h} * minpot_{ve} * \frac{num_{ve}}{1000}$$

Como en los casos anteriores, para los vehículos eléctricos se deben definir también los límites inferior y superior de energía almacenada y la ecuación de conservación de la energía entre períodos consecutivos.

$$\left(minene_{ve} * \frac{num_{ve}}{1000} \right) \leq Ealm_{ve,h} \leq \left(maxene_{ve} * \frac{num_{ve}}{1000} \right)$$

$$Ealm_{ve,h} = Ealm_{ve,h-1} - Potg_{ve,h} + (efic_{ve} * Potc_{ve,h}) - (cons_{ve} * (dist_{ve,h} - Holgkm_{ve,h}))$$

Además de cumplir con los patrones de consumo, se ha incluido una restricción para asegurar que el modelo cumpla con un nivel de carga mínimo de las flotas de vehículo eléctrico antes de desconectar. Este nivel está definido mediante el parámetro $socdes_{ve}$.

$$Ealm_{ve,h-1} \geq socdes_{ve} * maxene_{ve} * \frac{num_{ve}}{1000} * (fcon_{ve,h-1} - fcon_{ve,h})$$

Finalmente, se ha definido una ecuación para que las flotas de vehículos eléctricos únicamente transfieran energía a la red eléctrica cuando las baterías se encuentren por encima de un nivel concreto ($socmin_{ve}$).

$$Ealm_{ve,h-1} \geq G_{ve,h} * socmin_{ve} * maxene_{ve} * \frac{num_{ve}}{1000}$$

Capítulo 5 Datos de entrada

En primer lugar, destacar que todos los datos de entrada necesarios para el modelo de cálculo han sido definidos tanto para 2030 como para 2050, ya que son los años en los que se realizarán las simulaciones de los escenarios.

Las entradas principales se van a detallar en este capítulo. Entre ellas se encuentran la demanda eléctrica, la energía renovable generada, las unidades térmicas activas y sus características, las propiedades de la tecnología de generación hidráulica, el almacenamiento y el vehículo eléctrico.

5.1. Demanda eléctrica

Uno de los datos principales necesarios en el modelo es la demanda de energía eléctrica horaria en 2030 y 2050. Para ello, se ha realizado en primer lugar una predicción de la demanda nacional anual teniendo en cuenta factores demográficos y macroeconómicos. Después, se ha distribuido horariamente utilizando la distribución de demanda horaria de 2019. Por último, se ha desagregado en tres perfiles correspondientes con el sector residencial, sector servicios y sector industrial según la tarifa contratada.

5.1.1. Previsión demanda anual

Para la construcción del modelo de previsión, primero se comprobó qué factores macroeconómicos, demográficos o meteorológicos eran los que más importancia tenían, así como la existencia de previsiones a largo plazo de esos factores. Entre los factores que se estudiaron se encuentran:

- Macroeconómicos: Producto Interior Bruto (PIB), tasa de paro, Índice de Producción Industrial (IPI), IPC, Renta Nacional Bruta.
- Demográficos: población.
- Meteorológicos: temperatura media anual, nº de días con temperatura mayor a 30°C, nº de días con temperatura menor a 0°C, horas de sol.

Para la elección de los parámetros del modelo de predicción se comprobó cuáles eran los que tenían más importancia en el modelo de regresión lineal. Se optó por los que tenían la mayor correlación (como se puede observar en la Figura 4) y menor p-value.

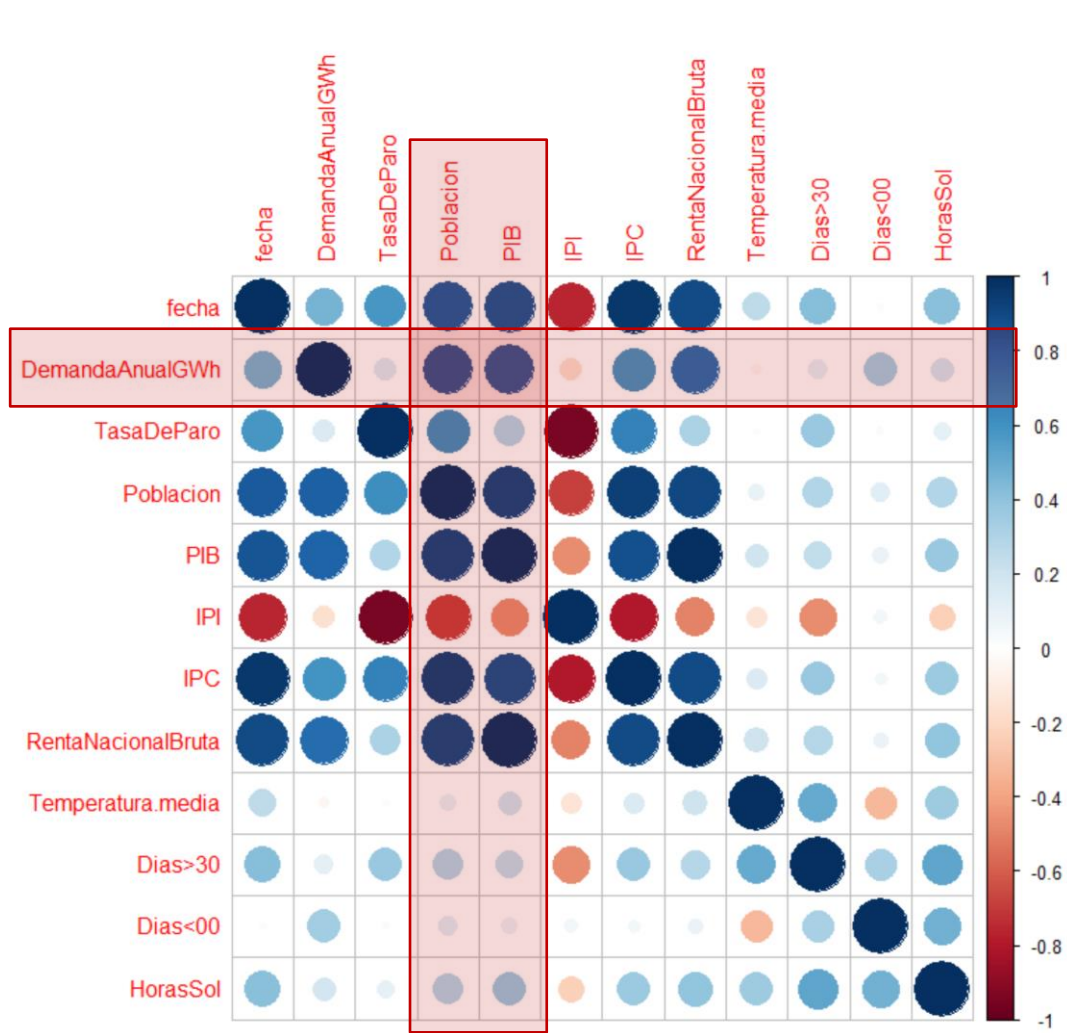


Figura 4. Correlación entradas modelo de predicción de demanda

Finalmente, el modelo de predicción de demanda se compuso por el Producto Interior Bruto (PIB) [22] y la población española [22] desde 2003 hasta 2019.

Para poder realizar la predicción, era necesario primero identificar los factores con más correlación: el PIB y la población. En primer lugar, se ha utilizado la predicción del PIB ofrecida por la OECD [23], mientras que la predicción de población española proviene del Instituto Nacional de Estadística [22].

Debido a la diferencia de unidades monetarias en el PIB y la volatilidad del cambio, se ha utilizado la variación anual tanto del PIB como de la población para obtener la

previsión de variación de demanda anual, que luego se calculará en términos absolutos. Los datos utilizados en el modelo de previsión de demanda se encuentran en el Anexo II (Valores de entrada del modelo de previsión de demanda). Se corresponden con los años 2003 a 2019 para el entrenamiento y validación del modelo y hasta el 2060 para realizar la predicción como se muestra en la siguiente tabla:

<i>Set</i>	<i>Años</i>
Set de entrenamiento	2003-2018
Set de validación	2019
Set de predicción	2020-2060

Tabla 8. Distribución de datos según año del modelo de predicción de demanda

El modelo de regresión lineal resultante tiene un R-Squared de 0,77, obteniéndose una demanda en 2030 de 262.317 GWh y en 2050 de 252.628 GWh lo que supone una reducción de 0,88% y 3,69% respectivamente.

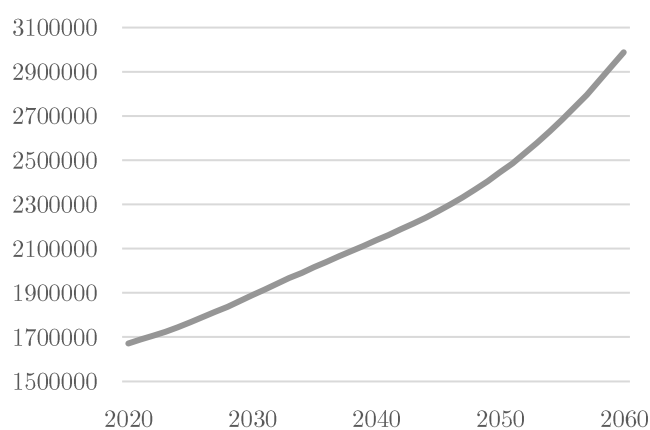


Figura 5. Predicción del PIB [€]

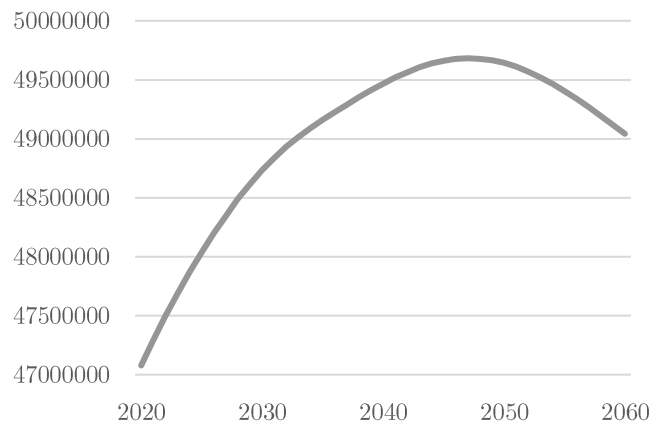


Figura 6. Predicción de la población

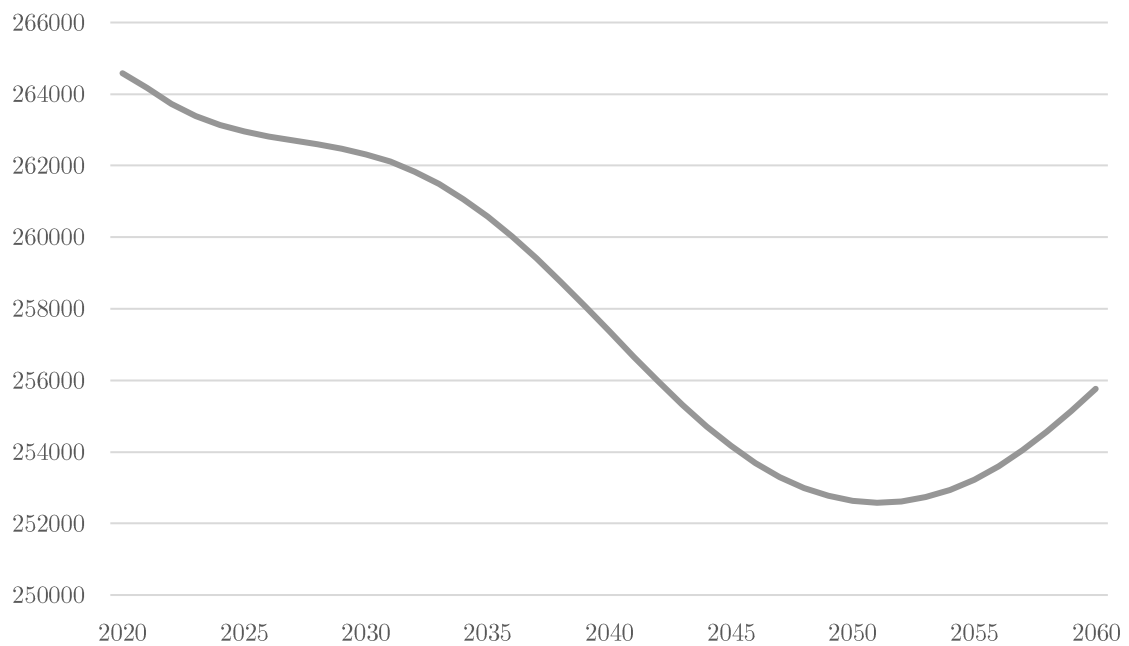


Figura 7. Predicción de la demanda eléctrica [GWh]

5.1.2. Demanda horaria

El modelo de despacho que se ha utilizado en el análisis requiere los datos de demanda horarios, al mismo nivel al que funciona el modelo de despacho del mercado eléctrico español. Para su obtención, se ha desagregado la demanda anual obtenida en el modelo de regresión con la misma distribución horaria que hubo en 2019.

5.1.3. Perfiles de demanda

En el escenario 2 de gestión activa de la demanda es necesaria una desagregación por tipo de consumidor para poder modificar la demanda residencial según los parámetros propuestos. Se ha dividido la demanda en tres grupos según las distintas tarifas contratadas, siguiendo la siguiente clasificación:

- Sector residencial: tarifa 2.1.
- Sector servicios y pequeños consumidores: tarifa 3.1 y 3.2.
- Sector industria y grandes consumidores: tarifas 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4.

Los perfiles horarios de cada una de las tarifas se han obtenido de ESIOS [4] y se han aplicado a la demanda horaria ya obtenida, consiguiendo la desagregación por perfiles.

La reducción de demanda que se ha comentado en el escenario 2 se aplica únicamente a la demanda residencial.

Por otro lado, para llevar a cabo el traslado de demanda de horas pico a horas valle, se han identificado días con comportamientos similares. Se ha utilizado clustering eligiendo seis como número óptimo de clusters teniendo en cuenta las dos gráficas mostradas a continuación. En la segunda se observa un pico en el número de clúster 6 sin que haya un ascenso en la primera de ellas, lo cual derivaría en un error mayor.

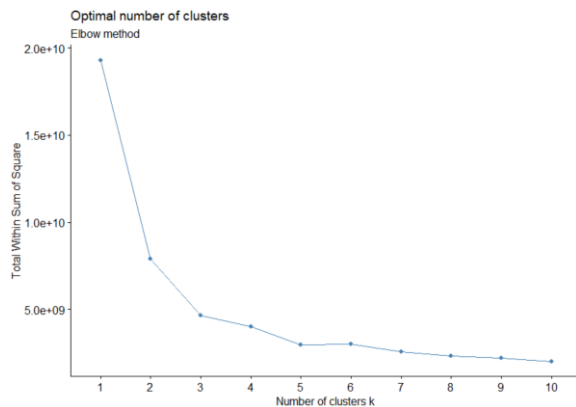


Figura 9. Número óptimo de clusters. Elbow method

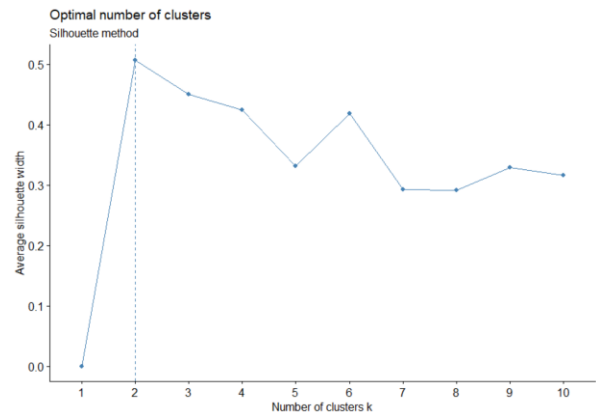


Figura 8. Número óptimo de clusters. Silhouette method

Una vez identificado cada día con el clúster al que pertenece, se deciden las horas “pico” y “valle” de cada grupo. Después se aplica el porcentaje correspondiente a cada sub-escenario a las horas identificadas como “pico” y se agregara para luego ser distribuido equitativamente en las horas identificadas como “valle”.

En la Figura 10 se observa el perfil medio de demanda total del escenario base y del escenario 3c en 2050. Se ha aplicado un 20% de reducción de demanda residencial y un traslado del 30% de la demanda de horas “pico” a horas “valle”.

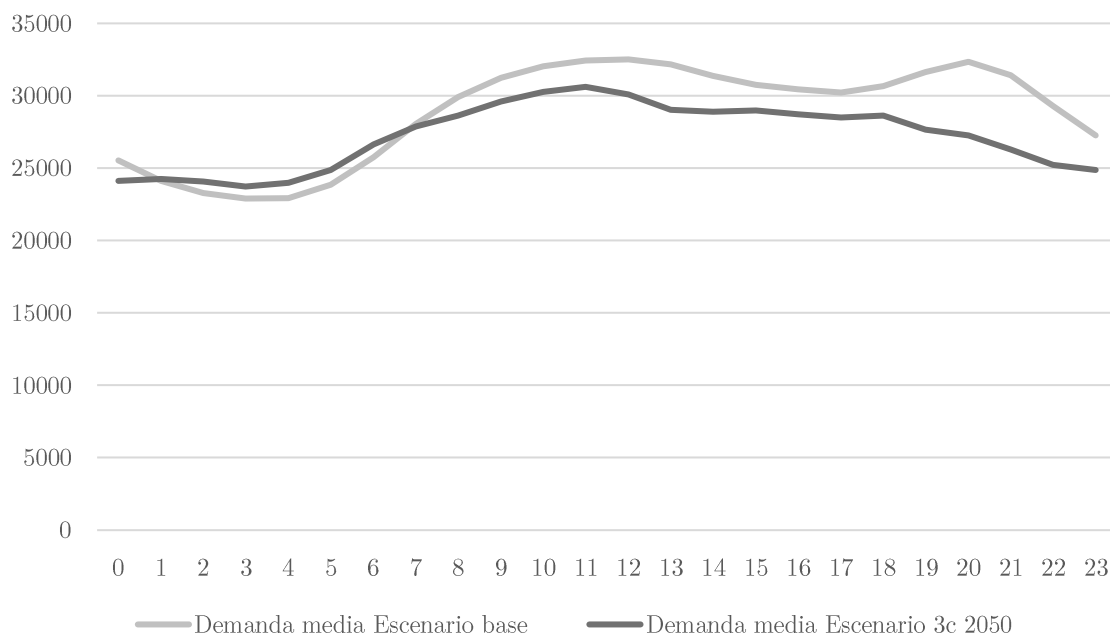


Figura 10. Perfil medio de la demanda del escenario base y escenario 3c en 2050

5.2. Energía renovable

La energía renovable es una energía limpia procedente de recursos naturales que se pueden considerar inagotables. Sin embargo, es una energía no gestionable, es decir, no se puede almacenar ni se puede controlar cuándo ni en que magnitud se va a producir. Por ello, esta energía ha de consumirse en el momento en el que se produce. Además, debido al bajo coste variable de producción y a la promoción por parte del Estado español de energías libres de emisiones, tienen prioridad en el modelo de despacho de energía, evitando así los vertidos de dichas tecnologías.

Por ello, en el modelo utilizado en el presente análisis se establece como base el uso de la energía renovable, sustrayéndola de la demanda total antes de la ejecución del modelo UC. Sin embargo, debido a la alta dependencia de los factores meteorológicos, no es posible predecir de forma fiable la energía que será posible producir en 2030 y 2050, por lo que se hará uso de un año mediano, que tendrá una producción ‘normal’ teniendo en cuenta la producción renovable de años pasados, así como factores que pueden haber afectado a esta producción.

Primero se han obtenido los datos de temperatura, viento y horas de sol a nivel nacional desde 2010 hasta 2019 de AEMET [24], la potencia instalada eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, y la energía producida por dichas tecnologías durante el período 2010-2019 [4]. La obtención e inclusión de estos valores se hace de manera mensual, siendo el mes una entrada más al modelo.

Se ha realizado un modelo con la herramienta RStudio de regresión lineal con cada una de las tecnologías con el objetivo de comprobar qué parámetros son los que más afectan a la producción final de energía de cada renovable.

<i>Tecnología</i>	<i>Factores</i>
Eólica	Potencia Instalada [MW] Mes Días con velocidad del viento mayor a 55 km/h Velocidad media del viento [km/h]
Solar Fotovoltaica	Potencia Instalada [MW] Insolación [h] Radiación global [decenas de KJ*m ²]
Solar Térmica	Potencia Instalada [MW] Mes Insolación [h] Temperatura media [°C]

Tabla 9. Factores explicativos por tecnología renovable

Los modelos obtenidos tienen los siguientes valores de ajuste.

<i>Tecnología</i>	<i>R-squared</i>
Eólica	0,9332
Solar Fotovoltaica	0,9724
Solar Térmica	0,8733

Tabla 10. R-squared obtenidos en los modelos de las tecnologías renovables

Por otro lado, se han analizado los datos obtenidos de AEMET para crear un año ficticio conformado por los valores medianos mensuales de cada parámetro. De esta forma, se consigue conformar un año representativo, de manera que evite ser demasiado caluroso o con más viento que la tendencia española.

En tercer lugar, se ha utilizado el modelo ya conformado para cada tecnología con los datos medianos y la potencia instalada en 2019 (en el caso base no se instala capacidad adicional) para obtener la energía que se hubiera producido en 2019 si el año hubiese sido normal. Esta potencia es, de igual manera, la que se produciría en 2030 y 2050 si se mantiene constante la capacidad instalada y tenemos en cuenta que son años normales. La energía producida se haya de forma mensual.

Por último, se desagrega a nivel horario la energía mensual utilizando la distribución de energía renovable producida de 2019.

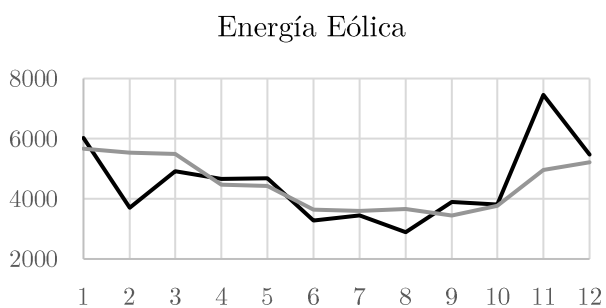


Figura 11. Energía eólica producida en 2019 y en el año mediano

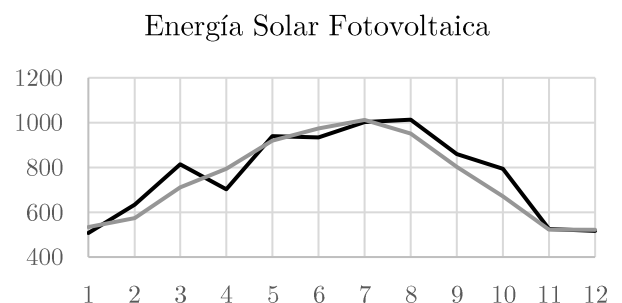


Figura 12. Energía solar fotovoltaica producida en 2019 y en el año mediano

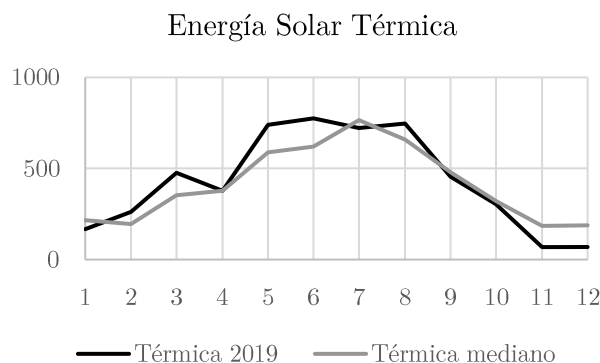


Figura 13. Energía solar térmica producida en 2019 y en el año mediano

Además, este modelo se usará en el escenario 1 para obtener la energía producida por cada tecnología ante los cambios planteados en la potencia renovable instalada. Se asume que actualmente la potencia está distribuida de forma regular por el territorio español por lo que se pueden usar valores medios nacionales de los diferentes factores meteorológicos.

5.3. Unidades térmicas

Dentro de las unidades térmicas se encuentran englobadas las tecnologías de producción de carbón, nucleares y las turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT).

Partiendo del listado de unidades físicas a 29 de abril de 2020 [4], se estiman las unidades térmicas que estarían activas en 2030 y 2050.

En el caso de las centrales de carbón se mantienen activas en 2030 únicamente las que aún no han solicitado su parada. De esta forma, quedarían activas las centrales de Aboño, Soto de la Rivera y Los Barrios ascendiendo a 1819,7 MW de los 9213,9 MW instalados actuales. Por otra parte, en 2050 no quedaría ninguna unidad térmica de carbón activa.

En relación con las centrales nucleares, se ha tenido en cuenta el cierre escalonado de sus centrales según [7] de manera que en 2030 queden tres centrales activas, Cofrentes, Vandellós y Trillo, siendo ésta última la que daría por finalizada la producción nuclear en España en 2035. De la misma manera que con las centrales de carbón, no habrá ninguna central nuclear activa en 2050.

En último lugar, se ha aplicado una vida útil de 45 años a las CCGT de modo que en 2030 está activo todo el parque de centrales de ciclo combinado, mientras que en 2050 se mantiene activa una potencia de 17841,4 MW respecto a los 24559,6 MW actuales, lo que supone un 73% de potencia activa en 2050 respecto a la actual.

Las características técnicas correspondientes a cada tecnología proceden de la Red Europea de Operadores Eléctricos [8] y se encuentran en el Anexo III Características técnicas centrales térmicas. Los valores correspondientes con el coste variable de producción proceden de *Electricity Generation Costs* [25].

Por último, destacar que en la simulación se han agrupado algunas centrales con las mismas características en bloques unitarios con el objetivo de simplificar el problema matemático por limitaciones de capacidad computacional.

5.4. Hidráulica

Se van a distinguir dos grupos. El primero constará de la hidráulica fluyente mientras que el segundo estará formado por la hidráulica con embalse y de bombeo.

5.4.1. Hidráulica fluyente

Respecto al primero de ellos, se considerará la energía proveniente de la hidráulica fluyente de la misma forma que el resto de renovables, ya que es una energía no controlable. A priori, puede parecer que depende de los factores meteorológicos que se han usado anteriormente, sin embargo, el hecho de que el efecto en la energía se experimente con cierto retraso, hace que no pueda utilizarse una interpolación lineal. Este retraso en el efecto es debido, por ejemplo, a que la lluvia de un día en concreto no tendrá repercusión en la central hasta que el agua que recorre el río llegue hasta el punto en el que se encuentra la central.

Por esta razón, se ha optado por utilizar un método diferente que se adapte más a las necesidades de la tecnología.

Partiendo de la energía histórica generada [4] y la potencia instalada (que se ha mantenido constante), se ha hallado el valor mediano de energía generada mensual de los últimos seis años. Este valor mensual se ha distribuido horariamente utilizando la distribución horaria de 2019, como en casos anteriores.

5.4.2. Hidráulica con embalse y de bombeo

Haciendo alusión ahora al segundo de los grupos de este apartado, se parte del listado de unidades físicas, de la misma manera que se ha hecho en las centrales térmicas [4]. Debido al gran número de unidades existentes en España, se han caracterizado las que tienen más potencia instalada y se han agrupado aquellas que cuentan con menos potencia para simplificar de nuevo el problema matemático, y reducir así el tiempo de máquina necesario para realizar las simulaciones de los escenarios.

Primero, se han obtenido valores técnicos y físicos de cada una de las centrales que se encuentran en la siguiente tabla. Las columnas *maxpot_hi* y *minpot_hi* corresponden a la potencia máxima y mínima de bombeo.

<i>Unidad</i>	<i>disp_h</i> %	<i>minene_hi</i> MWh	<i>maxene_hi</i> MWh	<i>maxpot_hi</i> MW	<i>minpot_hi</i> MW	<i>efic_hi</i> %	<i>maxpotgen_hi</i> MW	<i>minpotgen_hi</i> MW
UGH1	59%	207.858,0	791.000			70%	953,1	238,275
UGH2	73%	638.800,0	3.458.000	828	207	70%	850,8	212,7
UGH3	73%	24.547,4	35.000	400	100	70%	797,8	199,45
UGH4	59%	14.373,0	17.000			70%	494,9	123,725
UGH5	59%	85.750,0	265.000			70%	428,4	107,1
UGH6	59%	901,0	370.000			70%	318,8	79,7
UGH7	59%	11.990,0	17.000			70%	310,2	77,55
UGH8	59%	6.533,3	10.000			70%	289,9	72,475
UGH9	73%	202.533,3	906.000	216	54	70%	271,8	67,95
UGH10	59%	8.289,2	12.000			70%	267,8	66,95
UGH11	59%	11.078,9	77.000			70%	258,8	64,7
UGH12	59%	19.668,1	945.000			70%	253,6	63,4
UGH13	59%	5.767.590,7	14.418.976,7			70%	7469,1	1867,275
UGH14	73%	198.500,0	1.985.000,0	4201,4	1050,4	70%	4435	1108,75

Tabla 11. Valores técnicos y físicos de las centrales hidráulicas

En segundo lugar, las centrales hidráulicas no tienen como único fin la generación de energía eléctrica, sino que además se utiliza el agua para regadío agrícola y abastecimiento de las poblaciones cercanas al embalse. Esto da lugar a que no se pueda hacer uso de la totalidad del agua embalsada en el momento más oportuno para el

sistema eléctrico. Por ello, se ha incluido como restricción en el modelo UC el nivel medio semanal de los embalses [9], de forma que se evite el sobre-dimensionamiento de esta tecnología de generación.

A su vez, se han incluido las entradas naturales de cada embalse. Para ello, se han obtenido las entradas mensuales en Hm3 [9] del embalse correspondiente a cada central (UGH1-UGH12). Sin embargo, para que las entradas sean consideradas en el modelo UC es necesario transformarlas a unidades de energía. Para ello, primero se ha obtenido el tiempo necesario para transformar la energía máxima almacenada en el embalse (E_{max}) [26] con la potencia máxima de la central (P_{max}) [5]. Después se ha calculado el caudal equivalente (Q_{eq}) que sería necesario para que toda la capacidad, es decir, volumen de agua del embalse (V) [9] fuese convertido en energía. Por último, en la Ecuación 3 se calcula el salto equivalente de la central. Una vez conseguido este valor, se realiza el proceso de manera inversa sustituyendo el volumen por la entrada en Hm3 consiguiendo de esa manera el valor en términos de energía. Este valor mensual es distribuido equitativamente entre las horas del mes.

$$t = \frac{E_{max}}{P_{max}} \quad (\text{Ecuación 1})$$

$$Q_{eq} = \frac{V}{t} \quad (\text{Ecuación 2})$$

$$h_{eq} = \frac{P_{max}}{g * \rho * Q_{eq}} \quad (\text{Ecuación 3})$$

De igual forma que con las centrales térmicas, con el fin de simplificar el problema matemático y acotar el tiempo necesario para la ejecución de los escenarios, las centrales de menor de 250 MW se han agrupado en dos unidades, centrales hidráulicas con embalse (UGH13) y centrales hidráulicas de bombeo (UGH14). Para las primeras se han extrapolado las entradas de las centrales de mayor potencia y se ha supuesto el nivel del parque hidráulico español. Para las segundas, se ha supuesto un nivel medio semanal del 90% constante y se han extrapolado las entradas diarias de las centrales de bombeo que sí han sido identificadas.

5.5. Almacenamiento energético

A pesar de que el almacenamiento energético de gran escala no forma parte del mix actual de activos conectados a la red (excepto el bombeo), se trata de una tecnología emergente con perspectivas de crecimiento en los próximos años en España y otros países europeos.

Es una tecnología que no produce energía por sí misma, pero tiene la característica de ser gestionable y libre de emisiones, lo que la hace encajar en un futuro renovable ya que puede dotar a estas tecnologías de mayor control de su producción energética.

Por ello, está presente en el PNIEC [2], teniendo como objetivo 3000 MW de potencia de almacenamiento instalada en España para 2030.

En este proyecto se han propuesto como tecnología principal de almacenamiento las baterías. Debido al carácter emergente de la tecnología, se han utilizado tres tipos diferentes: Ion-Litio, Plomo-Ácido y Redox. A continuación, se muestran los valores técnicos y económicos utilizados en el modelo:

<i>Tecnología</i>	<i>Coste variable (€/MWh)</i>	<i>Disponibilidad (%)</i>	<i>Eficiencia (%)</i>	<i>Autodescarga mensual (%)</i>
Ion-Litio	2,1	95%	90%	3%
Plomo-Ácido	0,37	95%	75%	3%
Redox	0,9	95%	72%	~0%

Tabla 12. Valores técnicos y económicos de las tecnologías de almacenamiento energético

Por último, resaltar que el almacenamiento mediante baterías sólo está presente en el escenario 4.

5.6. Vehículo eléctrico

En los últimos años se ha impulsado el uso de los vehículos eléctricos debido a la alta contaminación en las ciudades producida en gran parte por los vehículos de combustión interna (gasolina y diésel). Un aumento en el número de vehículos eléctricos en el parque automovilístico español supone un aumento en la demanda de energía

eléctrica. Sin embargo, ya existen puntos de recarga inteligentes que tratan que esa energía extra no sea una carga para el sistema, cargando los vehículos en horas valle. A este tipo de carga la llamaremos carga óptima, mientras que se hablará de carga ‘tonta’ cuando el cargador funcione como un enchufe convencional.

En este proyecto solo se tendrá en cuenta la carga óptima y V2G, por ello, cuando se hable de penetración del vehículo eléctrico se hablará de penetración del vehículo eléctrico con el modo de carga que corresponda al sub-escenario.

Para modelar el parque de turismos eléctrico español se han utilizado las flotas y características técnicas propuestas en [10]. Se ha actualizado la magnitud del parque al existente en diciembre de 2019 [27] y se han aplicado los porcentajes de penetración propuestos en el escenario 3 para obtener el número de turismos eléctricos total. De la misma manera, se ha utilizado el comportamiento de cada flota propuesto en [10] para conocer qué flotas están conectadas en cada momento y los kilómetros recorridos, de manera que se sepa el estado de la batería siempre que esté conectada.

<i>Consumo medio</i> <i>kWh/km</i>	<i>Eficiencia media</i> <i>(%)</i>	<i>Máxima potencia</i> <i>consumiendo/generando</i> <i>kW/VE</i>
0,14	90%	5

Tabla 13. Características técnicas de los VVEE

5.7. Otras entradas

Como se aprecia en el esquema del modelo se incluyen otras entradas que no han requerido de procesamiento. Entre ellas se encuentran las pérdidas mensuales de la red eléctrica de transporte y distribución [5], y el precio diario de emisiones de CO2 [6].

A su vez, también se incluyen la energía intercambiada [4] durante 2019 entre las fronteras energéticas que tiene España: Portugal, Andorra, Francia y Marruecos, incluidos en el modelo UC de forma horaria.

Por último, se incluyen los requerimientos de reserva secundaria horaria (a subir y a bajar) de 2019 [4], así como el ratio de uso de la reserva en cada hora [4].

Capítulo 6 Análisis de resultados

En este apartado se analizarán los resultados obtenidos tras la simulación de cada uno de los escenarios propuestos. Por un lado, se utilizarán parámetros comunes que facilitarán la comparación, cuya explicación se encuentra en la Tabla 14 y, por otro lado, se utilizarán parámetros únicos en cada set de escenarios, correspondientes con la tecnología que impulsan.

Para comenzar se dará una pequeña explicación de los parámetros comunes con su unidad y descripción. A continuación, se expone en la Tabla 15 el valor que toman en 2019 con el objetivo de tener una guía de la operación real del sistema.

Estos parámetros se pueden dividir en dos grupos. El primero de ellos, corresponde a los valores económicos entre los que se encuentran el precio medio, el precio RS Bajar y el precio RS Subir. El resto de parámetros se encontraría dentro del grupo de seguridad de suministro, es decir, según el valor que tomen estos parámetros se puede evaluar la capacidad del sistema de cubrir la demanda de manera continuada y sostenible.

<i>Parámetro</i>	<i>Unidad</i>	<i>Descripción</i>
Precio medio	€/MWh	Precio medio anual del mercado
Capacidad instalada	MW	Potencia total instalada nacional
ENS	MWh	Energía No Suministrada
Vertidos	MWh	Energía producida pero no consumida
Emisiones CO2	tCO2 eq.	
Precio RS Bajar	€/MWh	Precio medio anual de reserva secundaria a bajar
Precio RS Subir	€/MWh	Precio medio anual de reserva secundaria a subir
Energía gestionable vs no gestionable	%	Porcentaje de potencia instalada gestionable respecto a la total
Desviación estándar precio medio	€/MWh	Desviación estándar del precio medio de la energía

Nº de horas con precio 180	#	
Nº de horas con precio 0	#	

Tabla 14. Descripción de los parámetros de descripción de escenarios

<i>Parámetro</i>	<i>2019</i>
Precio medio [€/MWh]	48,25 [28]
Capacidad instalada [MW]	97.465 ³ [2]
ENS [MWh]	2.675 [2]
Emisiones CO2 [tCO2 eq.]	50.000.006 [2]
Precio RS Bajar [€/MWh]	-40,63 [1]
Precio RS Subir [€/MWh]	51,25 [1]
Energía gestionable vs no gestionable	45,38% ⁴ [2]
Nº de horas con precio 180	0 [28]
Nº de horas con precio 0	0 [28]

Tabla 15. Parámetros 2019

6.1. Escenario base

Recordando, el escenario base cuenta con la misma potencia instalada que en 2019, pero teniendo en cuenta el cierre de centrales de carbón y nucleares en los próximos años. Es por ello, que la potencia instalada en 2030 y 2050 es menor. A su vez, la generación renovable del escenario es lo que se ha definido anteriormente como año “mediano” (Véase 5.2).

³ Valor computado solo con la potencia instalada de las tecnologías que se tienen en cuenta en este proyecto

⁴ Incluye la potencia instalada nuclear, de carbón, de ciclo combinado y de turbinación-bombeo.

Este escenario tiene como función, servir de escenario de encuentro entre todos los demás, ser la situación en la que no se lleva a cabo ninguna medida más que las ya propuestas como definitivas. No obstante, se van a comentar los aspectos más relevantes.

En primer lugar, es destacable el aumento del precio medio y la contaminación en 2050. Este hecho se produce debido a que en 2050 no hay centrales de carbón o nucleares que sirvan de apoyo a las centrales de ciclo combinado en los momentos en los que no hay suficiente energía renovable para suplir la demanda. Del mismo modo, la Energía No Suministrada en 2050 es cerca de 24 veces mayor que la de 2030 lo que provoca que el sistema no sea viable sin aplicar ningún cambio después del cierre de las centrales nucleares y de carbón.

Por otro lado, en la Tabla 17 se comprueba como las centrales de ciclo combinado en 2050 cubren la demanda que en 2030 había sido cubierta también por las centrales de carbón y nucleares a pesar de haberse reducido el número de centrales de ciclo combinado en 2050 (Véase 5.3).

Respecto a la ENS, es conveniente recordar que el modelo de casación establece el resultado óptimo desde el punto de vista económico. De esa forma, reducir la ENS tendría un impacto económico que podría verse reflejado en una mayor utilización de tecnologías más caras como las centrales térmicas o en un mayor número de arranques y paradas de estas centrales.

Por último, provocado por el cierre de centrales térmicas, el precio de reserva secundaria a subir y a bajar se duplica en 2050. Las centrales de ciclo combinado aportan más energía en el mercado diario lo que ocasiona que el precio marginal aumente, es decir que el precio de producir un MW más de energía sea mayor. El modelo de UC encuentra el óptimo económico por lo que cualquier aumento en la demanda o cambio en el sistema puede provocar un aumento en el precio. En este caso es debido a la inclusión de centrales más caras en el mix de generación para poder cubrir la demanda. Además, estas mismas centrales son las que forman parte de la reserva secundaria lo que hace que su precio aumente.

Otro aspecto destacable es el descenso de aportación a la reserva secundaria en 2050 por parte de las centrales de ciclo combinado. La hidráulica es la tecnología que cubre la reserva secundaria antes cubierta por las centrales térmicas ya cerradas en ese escenario.

CAPÍTULO 6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

<i>Año</i>	<i>2030</i>	<i>2050</i>
Precio medio [€/MWh]	53,13	78,16
Capacidad instalada [MW]	84.051	72.400
ENS [MW]	103.054	2.455.603
Vertidos [MW]	0	0
Emisiones CO2 [tCO2 eq.]	41.904.069	52.608.926
Precio RS Bajar [€/MWh]	-20,34	-43,00
Precio RS Subir [€/MWh]	11,07	24,99
Energía gestionable vs no gestionable	42,6%	33,4%
Nº horas con precio 180	170	1851
Nº horas con precio 0	0	0

Tabla 16. Parámetros escenario base

<i>Producción</i>	<i>2030 [MWh]</i>		<i>2050 [MWh]</i>	
Eólica	53.898.635	20,8%	53.898.635	21,8%
Solar Fotovoltaica	8.988.346	3,5%	8.988.346	3,6%
Solar Térmica	4.955.067	1,9%	4.955.067	2,0%
Nuclear	27.255.360	10,5%	0	0,0%
Ciclo Combinado	90.221.530	34,8%	121.251.177	49,1%
Carbón	15.930.298	6,1%	0	0,0%
Hidráulica Fluyente	5.724.835	2,2%	5.724.835	2,3%
Hidráulica	52.384.254	20,2%	52.352.258	21,2%
TOTAL	259.358.326		247170.318	

Tabla 17. Energía producida por tecnología en el escenario base

<i>Año</i>	<i>2030 [MWh]</i>		<i>2050 [MWh]</i>	
	Subir	Bajar	Subir	Bajar
Reserva Secundaria				
Carbón	8.373	13.958	0	0
Nuclear	9.615	4.475	0	0
Ciclo Combinado	2.454.761	950.159	1.853.023	778.822
Hidráulica	2.745.151	3.398.109	3.364.877	3.587.878
TOTAL	5.217.900	4.366.700	5.217.900	4.366.700

Tabla 18. Energía en la reserva secundaria por tecnología escenario Base

6.2. Escenario 1

El escenario 1 está comprendido por tres escenarios de aumento de la capacidad instalada renovable. El primero de ellos (1a) fomenta sobre todo, la energía eólica y solar fotovoltaica, mientras que el segundo (1b) fomenta la energía solar térmica. El tercero (1c) impulsa las tres tecnologías de manera más moderada como se ha visto en el apartado 3.2.

Al tener los escenarios 1a y 1b más capacidad instalada, los resultados de ambos escenarios tienen un carácter más extremo, produciéndose más diferencia entre estos escenarios y el caso base que entre el escenario 1c y el caso base.

Se observa como el precio de la energía se reduce considerablemente en la mayoría de los sub-escenarios (excepto en 1c en 2030), teniendo su bajada máxima en el sub-escenario 1a en 2050, donde alcanza un valor de 19,60 €/MWh respecto a 78,16 €/MWh del caso base de ese mismo año. A su vez, el número de horas con precio igual a 0 aumenta teniendo su máximo en el escenario 1a en 2050 con un 75% de las horas totales.

Este descenso en el precio medio de la energía es debido, por un lado, al bajo coste variable de las energías renovables que lleva a ofrecer ofertas en el mercado bajas, y, por otro lado, al compromiso de consumir la máxima energía renovable que las restricciones técnicas permitan. En el proyecto presente se considera un coste variable nulo de las energías renovables y es de obligatorio cumplimiento su consumo siempre que la demanda

lo permita, ya que se sustrae de la demanda entrante al modelo UC antes de realizar la simulación.

Debido a este funcionamiento y a la predicción de energía renovable, se observa una gran cantidad de energía vertida en los escenarios. Se debe a que hay periodos horarios en los que la energía renovable producida supera a la demanda. Por el contrario, también hay Energía No Suministrada en los escenarios.

Por un lado, en el sub-escenario 1a aumenta significativamente en 2030 mientras que consigue una alta reducción en 2050. Sin embargo, el alto valor de los vertidos significa que el sistema está sobredimensionado, es decir, existe mucha capacidad instalada no necesaria que solamente se aprovecha cuando hay picos en la demanda mientras que en el resto de las horas no es posible consumirla.

El sub-escenario 1b tiene más vertidos que el 1a y menos energía no suministrada, lo que implica que el sistema está claramente sobredimensionado. Recordando, este escenario cuenta con una gran potencia instalada de energía solar térmica, por lo que se comprueba que las horas de producción de esta tecnología no se ajustan a la demanda eléctrica.

Por otro lado, en el sub-escenario 1c no se producen vertidos en 2030, aunque la energía no suministrada es el doble que en el caso base. El sistema podría admitir más capacidad renovable para lograr ajustar la demanda. Sin embargo, en 2050 se producen tanto vertidos como ENS, por lo tanto, este escenario que impulsa tanto la tecnología eólica, como solar fotovoltaica como térmica, tampoco se ajusta por sí solo a la demanda eléctrica. Es cierto que la ENS se reduce un 69% respecto al caso base, sin embargo, en términos absolutos es un valor alto. Se demuestra, por tanto, que la energía renovable podría mejorar su funcionamiento si se combina con tecnologías de almacenamiento o desplazamiento de la demanda que lograsen suministrar energía en los momentos en los que las renovables no son capaces.

La consecuencia más positiva de la instalación de capacidad renovable es su carácter no contaminante que se ve reflejado en todos los escenarios teniendo su valor más bajo en el sub-escenario 1a en 2050, con una reducción del 91,4%. El sub-escenario 1c, que cuenta con una capacidad renovable más ajustada, y, por tanto, tiene la menor reducción de emisiones, cuenta con un descenso del 29% en 2030 y un 60% en 2050.

Cabe destacar que el porcentaje de energía gestionable en el sistema se reduce considerablemente, dando lugar a la necesidad de incluir tecnologías de gestión de la energía.

Por último, la reserva secundaria se comporta de forma complemente diferentes en los tres sub-escenarios. En el primero de ellos (1a), la reserva secundaria queda cubierta principalmente por energía hidráulica, mientras que el ciclo combinado reduce considerablemente su aportación a subir y bajar respecto al caso base en ambos años. También aumenta la aportación tanto de las centrales de carbón como nucleares (en 2030). Debido al aumento en la capacidad renovable, la hidráulica aporta menos energía en el mercado diario por lo que tiene potencia suficiente para aportar más energía en la reserva secundaria. Por la misma razón, el mix de aportación de las centrales térmicas en el sub-escenario 1a cambia respecto al base: las centrales térmicas no generan tanta energía para cubrir la demanda por lo que tienen más capacidad para la regulación secundaria. Este aspecto se ve reflejado en el precio tanto a subir como a bajar marcado por el coste del último MW casado, que, en este caso tiene un precio menor.

En el sub-escenario 1b también se produce un descenso en la energía de reserva secundaria de las centrales de ciclo combinado, sin embargo, lo más llamativo es el gran aumento de la aportación de las centrales nucleares a esta reserva. Se debe al descenso de generación que provoca que haya más potencia nuclear disponible para las reservas. Debido a su bajo coste y a la optimización del modelo se le asigna más energía en este sub-escenario. Por todo esto, el coste asociado a las reservas es aún menor que en el sub-escenario anterior.

En último lugar, el escenario 1c es el más similar al caso base en cuanto a reserva secundaria. Se produce simplemente un ligero descenso en la energía de los ciclos combinados que se suple por la hidráulica.

Es importante señalar que no es posible lograr un sistema viable con la instalación de potencia renovable como única palanca de cambio. Por esta razón, con el objetivo de alcanzar un sistema con menos emisiones, se deben compensar sus carencias con estrategias que aporten flexibilidad.

CAPÍTULO 6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

<i>Sub-escenario</i>	<i>1a</i>		<i>1b</i>		<i>1c</i>	
Año	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Precio medio [€/MWh]	47,58	19,60	36,67	26,71	56,17	46,29
Capacidad instalada [MW]	143.709	185.241	114.892	172.041	99.892	122.241
ENS [MW]	1.375.281	362.027	687.105	214.385	201.162	762.340
Vertidos [MW]	516.577	19.895.047	55.835.524	48.018.304	0	778.004
Emisiones CO2 [tCO2 eq.]	11.211.171	3.607.257	8.056.143	8.625.970	29.717.690	21.116.255
Precio RS Bajar [€/MWh]	-23,50	-10,45	-18,25	-11,92	-23,64	-19,12
Precio RS Subir [€/MWh]	14,83	7,06	13,04	9,27	14,42	11,22
Energía gestionable vs no gestionable	24,9%	13,1%	31,2%	14,1%	35,9%	19,8%
Nº horas con precio 180	820	457	726	373	507	327
Nº horas con precio 0	1.204	6.570	3.857	5.219	0	1.412

Tabla 19. Parámetros escenario 1

<i>Producción</i>	<i>2030 [MWh]</i>		<i>2050 [MWh]</i>	
Eólica	117.300.130	45,4%	178.459.830	68,9%
Solar Fotovoltaica	18.105.303	6,9%	24.226.212	7,1%
Solar Térmica	16.195.801	6,2%	33.816.314	10,9%
Hidráulica Fluyente	5.724.835	2,2%	5.724.835	2,3%
Vertidos	-516.577		-19.895.047	
Nuclear	21.059.235	8,2%	0	0,0%
Ciclo Combinado	22.074.283	8,6%	8.332.498	3,3%
Carbón	9.548.468	3,7%	0	0,0%
Hidráulica	48.594.621	18,8%	18.599.253	7,5%

TOTAL	258.086.099	249.263.894
--------------	--------------------	--------------------

Tabla 20. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 1a

<i>Producción</i>	<i>2030 [MWh]</i>		<i>2050 [MWh]</i>	
Eólica	66.886.202	18,7%	99.614.470	33,5%
Solar Fotovoltaica	118.779.654	38,7%	18.228.493	0,9%
Solar Térmica	45.262.663	10,3%	123.097.860	42,9%
Hidráulica Fluyente	5.724.835	2,2%	5.724.835	2,3%
Vertidos	-55.835.524		-48.018.304	
Nuclear	14.860.561	5,7%	0	0,0%
Ciclo Combinado	15.919.519	6,2%	19.915.158	8,0%
Carbón	6.650.275	2,6%	0	0,0%
Hidráulica	40.526.089	15,7%	30.849.023	12,4%
TOTAL	258.774.274		249.411.536	

Tabla 21. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 1b

<i>Producción</i>	<i>2030 [MWh]</i>		<i>2050 [MWh]</i>	
Eólica	74.324.446	28,7%	104.077.414	41,7%
Solar Fotovoltaica	10.995.948	4,2%	15.406.035	6,1%
Solar Térmica	10.923.610	4,2%	26.948.502	10,7%
Hidráulica Fluyente	5.724.835	2,2%	5.724.835	2,3%
Vertidos	0		-778.004	
Nuclear	27.217.406	10,5%	0	0,0%
Ciclo Combinado	62.296.751	24,0%	48.723.350	19,6%
Carbón	15.521.320	6,0%	0	0,0%
Hidráulica	52.255.901	20,2%	48.761.449	19,6%
TOTAL	259.260.217		248.863.581	

Tabla 22. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 1c

<i>Sub-escenario</i>	<i>1a</i>				<i>1b</i>			
Año	2030 [MWh]		2050 [MWh]		2030 [MWh]		2050 [MWh]	
Reserva Secundaria	Subir	Bajar	Subir	Bajar	Subir	Bajar	Subir	Bajar
Carbón	80.823	141.318	0	0	130.084	71.528	0	0
Nuclear	144.214	132.469	0	0	686.259	552.149	0	0
Ciclo Combinado	780.418	362.936	293.425	149.024	383.532	144.521	702.285	402.648
Hidráulica	4.212.446	3.729.977	4.924.475	4.217.676	4.018.024	3.598.501	4.515.615	3.964.052
TOTAL	5.217.900	4.366.700	5.217.900	4.366.700	5.217.900	4.366.700	5.217.900	4.366.700
<i>Sub-escenario</i>	<i>1c</i>							
Reserva Secundaria	Subir	Bajar	Subir	Bajar				
Carbón	23.146	36.355	0	0				
Nuclear	16.575	14.800	0	0				
Ciclo Combinado	1.943.274	710.664	1.622.164	745.911				
Hidráulica	3.234.905	3.604.880	3.595.736	3.620.789				
TOTAL	5.217.900	4.366.700	5.217.900	4.366.700				

Tabla 23. Energía en la reserva secundaria por tecnología escenario 1

6.2.1. Análisis mensual

Al analizar el número de horas con precio 0 y 180 en este set de escenarios se observa una gran volatilidad en el precio medio, por ello, se ha realizado un análisis mensual para comprobar el impacto de la instalación de tecnologías renovables.

En la Figura 14 se distingue un aumento del precio en los meses de mayo, junio y julio en todos los sub-escenarios. De la misma manera, en la Figura 15 hay un descenso en los vertidos al mismo tiempo. Teniendo en cuenta que se trata de medias mensuales, el descenso en los vertidos indica que hay muchos periodos (horas) en los que las tecnologías renovables no son capaces de cubrir la demanda por sí mismas, lo que implica

que produzcan tecnologías más caras, impactando directamente en el precio. Este hecho es debido a que son los meses con menos viento del año por lo que no se genera tanta energía eólica. En junio y julio, además, se produce menos energía hidráulica. A pesar de tener agosto unas condiciones meteorológicas similares, no se aprecia el mismo efecto por el descenso de la demanda industrial.

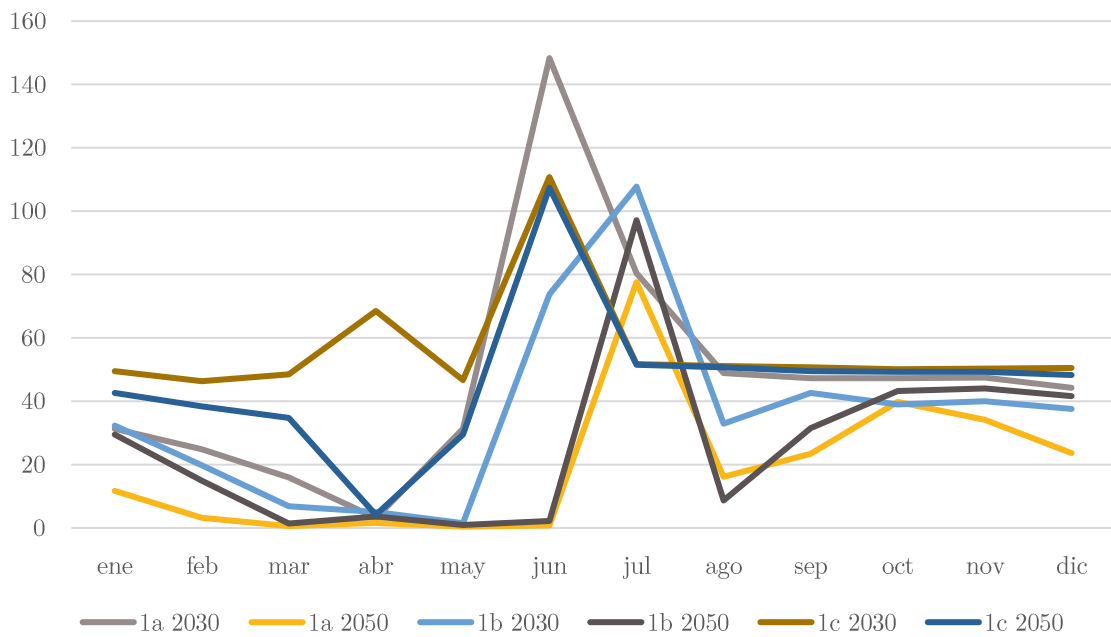


Figura 14. Precio medio mensual escenario 1 [MW/h]

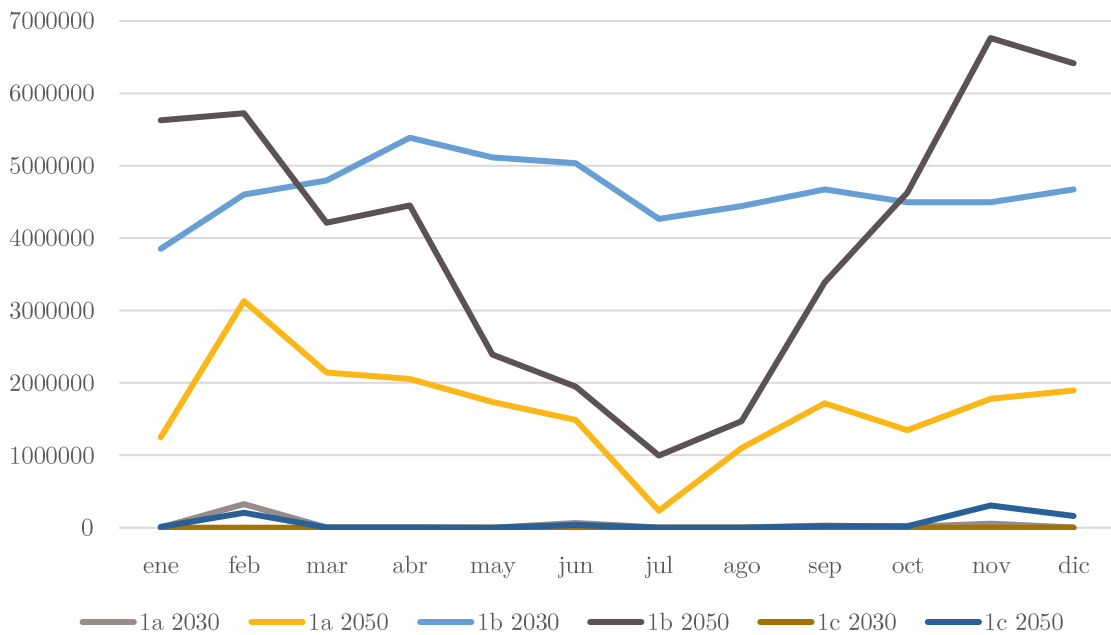


Figura 15. Vertidos mensuales escenario 1 [MW]

6.2.2. Evaluación objetivos medioambientales PNIEC

Teniendo en cuenta que la capacidad instalada del sub-escenario 1a es la propuesta por el PNIEC [2] y la del sub-escenario 1b la propuesta por Greenpeace [16], se va a comprobar si se cumplen los objetivos medioambientales propuestos en el PNIEC [2].

Se observa como en 2030 se alcanza el objetivo de energía renovable en el sistema, aunque la capacidad instalada sea menor que la propuesta en el PNIEC. En otras palabras, el objetivo de instalación de nueva potencia generaría probablemente una sobre-producción de energía renovable. Ante esta situación, con el objetivo de obtener una relación real entre ambos factores se podría reducir el objetivo de capacidad renovable instalada o aumentar el ratio de energía generada renovable.

Este estudio no tiene en cuenta diversos factores que podrían afectar a estos factores como, por ejemplo, la situación geográfica de los parques y plantas renovables, lo que podría disminuir el porcentaje de energía renovable total, sin embargo, tampoco tiene en cuenta la evolución en la tecnología que provocaría un mayor rendimiento y un aumento del factor.

Con la capacidad instalada en el escenario 1c se llegaría al objetivo energético con un margen del 17%.

Respecto a 2050, este proyecto no ha logrado llegar al objetivo de un sistema 100% renovable ya que no ha tenido en cuenta el cierre de todas las centrales de ciclo combinado a diferencia del PNIEC. Los escenarios 1a y 1b son los que tienen el porcentaje energético renovable más alto, no obstante, hay que recordar la gran cantidad de vertidos mencionada anteriormente.

<i>Año</i>	<i>2030</i>				<i>2050</i>			
Sub-escenario	PNIEC	1a	1b	1c	PNIEC	1a	1b	1c
% Generación renovable	42%	80%	86%	59%	100%	97%	92%	80%
Potencia instalada renovable	74%	75%	69%	64%	100%	87%	86%	80%

Tabla 24. Ratios objetivos medioambientales escenario 1

6.3. Escenario 2

El escenario 2 cubre las estrategias de gestión de la demanda mediante el desplazamiento de energía demandada de horas “pico” a “valle”, así como la futura mejora en la eficiencia de los dispositivos del sector residencial.

Subrayar que se mantiene la potencia instalada respecto al caso base por lo que la capacidad de generación y el porcentaje de energía gestionable permanecen constantes.

Para comenzar, el precio medio disminuye ligeramente en todos los sub-escenarios de 2050, teniendo más diferencia en el 2b, escenario que cuenta con la mayor bajada de demanda residencial por la futura eficiencia de los dispositivos. La ENS, por otro lado, aumenta en todos los casos en el año 2030 entre un 150% y un 200%, bajando notoriamente en los casos referentes a 2050, siendo el escenario más bajo el del sub-escenario 2b. Es debido a que una parte de la demanda de horas “pico” se ha desplazado a horas “valle” dando lugar a un perfil mucho más llano, lo que permite que la reducción en la potencia instalada no tenga un impacto tan negativo ya que el sistema no tiene que estar preparado para suplir cantidades tan altas de demanda en el mismo periodo.

Hay que destacar que el desplazamiento de demanda se ha hecho de manera teórica, sin contar con la inteligencia que vendría impuesta con la implantación de esta tecnología, que desplazaría la energía necesaria de forma óptima.

Por otra parte, en 2030 se observa un ligero aumento de precio (alrededor del 4%) en todos los sub-escenarios. A pesar de haber reducido la demanda residencial en todos los escenarios, el cambio en el perfil derivado del traslado de consumo de horas “pico” a horas “valle” origina diferencias de demanda en las horas de dos o tres días (dependiendo del sub-escenario) que el sistema no es capaz de cubrir. Esto da lugar a Energía No Suministrada y, por tanto, que el precio sea igual a 180 un mayor número de horas⁵. Este efecto se produce debido al desplazamiento teórico ya comentado, sin tener en cuenta la inteligencia que formaría parte de la tecnología.

En relación con la contaminación, disminuye la emisión de CO2 correspondiente con la disminución de demanda inicial del escenario siendo en los tres casos mayor en 2050 justificado por el cierre de las centrales nucleares.

Por otro lado, el número de horas con precio igual a 180 se reduce en el escenario 1b en 2050 un 82% respecto al caso base ya que es el escenario que cuenta con la máxima reducción de consumo residencial por la eficiencia de los dispositivos que deriva en una reducción de la demanda total y, por tanto, una reducción en la energía generada por las centrales térmicas.

Por último, en el precio de la reserva secundaria se produce el mismo efecto que en el precio medio de la energía, aumenta ligeramente en 2030 y disminuye en 2050. Es producido por la misma razón, en 2050 disminuye la demanda de manera que dejan de producir tecnologías con coste mayor.

<i>Sub-escenario</i>	<i>2a</i>		<i>2b</i>		<i>2c</i>	
Año	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Precio medio [€/MWh]	55,35	70,24	55,23	55,68	55,22	67,80
Capacidad instalada [MW]	84.051	72.400	84.051	72.400	84.051	72.400

⁵ Se ha considerado un coste ficticio de la ENS de 1000 €/MWh lo que hace que el precio en esas horas sea igual al máximo de 180 €/MWh

ENS [MW]	225.948	608.794	180.573	155.147	145.842	606.118
Vertidos [MW]	0	0	0	0	0	0
Emisiones CO2 [tCO2 eq.]	38.581.700	47.110.457	35.332.585	44.156.286	38.615.855	47.112.826
Precio RS Bajar [€/MWh]	-22,56	-35,83	-22,52	-22,56	-22,54	-33,5
Precio RS Subir [€/MWh]	12,444	21,42	12,52	13,07	12,42	19,99
Energía gestionable vs no gestionable	42,6%	33,4%	42,6%	33,4%	42,6%	33,4%
Nº horas con precio 180	337	1347	337	342	337	1181
Nº horas con precio 0	0	0	0	0	0	0

Tabla 25. Parámetros escenario 2

<i>Producción</i>	<i>2030 [MWh]</i>		<i>2050 [MWh]</i>	
Eólica	53.898.635	21,4%	53.898.635	23,0%
Solar Fotovoltaica	8.988.346	3,6%	8.988.346	3,8%
Solar Térmica	4.955.067	2,0%	4.955.067	2,1%
Nuclear	27.256.663	10,8%	0	0,0%
Ciclo Combinado	82.531.778	32,8%	108.564.080	46,3%
Carbón	15.930.243	6,3%	0,0	0,0%
Hidráulica Fluyente	5.724.835	2,3%	5.724.835	2,4%
Hidráulica	52.404.832	20,8%	52.353.437	22,3%
TOTAL	251.690.399		234.484.400	

Tabla 26. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 2a

<i>Producción</i>	<i>2030 [MWh]</i>		<i>2050 [MWh]</i>	
Eólica	53.898.635	22,1%	53.898.635	23,7%

Solar Fotovoltaica	8.988.346	3,7%	8.988.346	3,9%
Solar Térmica	4.955.067	2,0%	4.955.067	2,2%
Nuclear	27.254.609	11,2%	0	0,0%
Ciclo Combinado	75.033.959	30,7%	101.805.383	44,7%
Carbón	15.929.757	6,5%	0	0,0%
Hidráulica Fluyente	5.724.835	2,3%	5.724.835	2,5%
Hidráulica	52.405.534	21,5%	52.299.416	23,0%
TOTAL	244.190.742		227.671.682	

Tabla 27. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 2b

<i>Producción</i>	<i>2030 [MWh]</i>		<i>2050 [MWh]</i>	
Eólica	53.898.635	21,4%	53.898.635	23,0%
Solar Fotovoltaica	8.988.346	3,6%	8.988.346	3,8%
Solar Térmica	4.955.067	2,0%	4.955.067	2,1%
Nuclear	27.254.633	10,8%	0	0,0%
Ciclo Combinado	82.586.713	32,8%	108.597.849	46,3%
Carbón	15.933.207	6,3%	0	0,0%
Hidráulica Fluyente	5.724.835	2,3%	5.724.835	2,4%
Hidráulica	52.429.069	20,8%	52.322.344	22,3%
TOTAL	251.770.505		234.487.076	

Tabla 28. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 2c

<i>Sub-escenario</i>	<i>2a</i>				<i>2b</i>			
	2030 [MWh]		2050 [MWh]		2030 [MWh]		2050 [MWh]	
Año	Subir	Bajar	Subir	Bajar	Subir	Bajar	Subir	Bajar
Reserva Secundaria								
Carbón	8.429	16.987	0	0	8.914	16.453	0	0

Nuclear	8.313	4.512	0	0	10.366	4.963	0	0
Ciclo Combinado	2.368.558	825.869	2.192.335	827.982	2.211.672	773.291	2.413.842	988.546
Hidráulica	2.832.601	3.519.332	3.025.565	3.538.718	2.986.948	3.571.993	2.804.058	3.378.154
TOTAL	5.217.900	4.366.700	5.217.900	4.366.700	5.217.900	4.366.700	5.217.900	4.366.700
<i>Sub-escenario</i>	<i>2c</i>							
Reserva Secundaria	Subir	Bajar	Subir	Bajar				
Carbón	5.464	17.307	0	0				
Nuclear	10.343	3.652	0	0				
Ciclo Combinado	2.433.762	761.430	2.038.547	811.965				
Hidráulica	2.768.331	3.584.311	3.179.353	3.554.735				
TOTAL	5.217.900	4.366.700	5.217.900	4.366.700				

Tabla 29. Energía en la reserva secundaria por tecnología escenario 2

6.4. Escenario 3

El escenario 3 incluye el uso del vehículo eléctrico con carga óptima (3a y 3b) y V2G (3c). Como ya se ha comentado, estos sub-escenarios se han modelado incluyendo la capacidad instalada renovable del sub-escenario 1a por lo que, en este caso, los escenarios se compararán respecto a ese en lugar de hacerlo respecto al caso base.

En primer lugar, el precio medio por MWh aumenta en todos los casos debido a un aumento de consumo en el sistema que provoca que tengan que producir energía eléctrica tecnologías con coste variable más alto como son las centrales térmicas. Se observa como el precio de 2030 del escenario 3c disminuye respecto al precio del mismo año del escenario 3b debido a que se implementa V2G que permite que los vehículos aporten al sistema parte de la energía almacenada en las baterías con coste nulo.

Respecto a la Energía No suministrada, disminuye en 2030 y 2050 respecto al sub-escenario 1a en todos los casos menos en 2030 del sub-escenario 3a. Esta reducción se corresponde con la flexibilidad de los vehículos de cargarse en el momento óptimo para el sistema, es decir, cuando hay energía suficiente y a bajo coste. En el sub-escenario 3c

se observa el mayor impacto al poder suministrar energía a la red en los momentos necesarios.

Por otro lado, se producen menos vertidos en todos los casos siendo su mínimo en el 3c. La flexibilidad aportada por estos modos de carga en los vehículos eléctricos complementa la energía renovable optimizando el sistema ya que derrochan menos energía a la vez que logran suministrar mayor demanda. Sin embargo, al suponer una mayor demanda de energía, aparte de aumentar el precio medio, también aumentan las emisiones de CO2 ya que aumentan los momentos en los que la capacidad instalada renovable no es capaz de suplir la demanda total y tiene que apoyarse en otras tecnologías de generación como son las centrales térmicas.

Por último, el precio de las reservas secundarias a subir y bajar aumenta en todos los sub-escenarios respecto al sub-escenario 1a. Se debe al aumento de consumo producido por los vehículos eléctricos que deriva en una mayor producción por parte de las centrales térmicas. Esto hace que aumente el precio marginal de producción y también el precio de la reserva secundaria.

<i>Sub-escenario</i>	<i>3a</i>		<i>3b</i>		<i>3c</i>	
Año	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Precio medio [€/MWh]	56,09	35,33	72,94	37,73	59,88	32,49
Capacidad instalada [MW]	143.709	185.241	143.709	185.241	143.709	185.241
ENS [MW]	1.433.114	141.809	1.091.877	187.091	994.144	29.448
Vertidos [MW]	300.035	10.380.572	179.507	7.952.412	166.316	6.937.745
Emisiones CO2 [tCO2 eq.]	12.252.439	5.020.175	13.550.094	6.167.684	13.732.938	6.211.039
Precio RS Bajar [€/MWh]	-28,95	-21,12	-41,50	-21,93	-31,13	-17,68
Precio RS Subir [€/MWh]	18,27	13,80	27,14	14,12	20,00	11,62
Energía gestionable vs no gestionable	24,9%	13,1%	24,9%	13,1%	24,9%	13,1%
Nº horas con precio 180	1.170	1.161	2.188	1.151	1.344	817

Nº horas con precio 0	1.004	5.572	683	5.127	848	5.132
-----------------------	-------	-------	-----	-------	-----	-------

Tabla 30. Parámetros escenario 3

<i>Producción</i>	<i>2030 [MWh]</i>		<i>2050 [MWh]</i>	
Eólica	117.300.130	44,5%	178.459.830	65,3%
Solar Fotovoltaica	18.105.303	6,8%	24.226.212	7,7%
Solar Térmica	16.195.801	6,1%	33.816.314	11,3%
Hidráulica Fluyente	5.724.835	2,2%	5.724.835	2,1%
Vertidos	-300.035		-10.380.572	
Nuclear	22.214.134	8,4%	0	0,0%
Ciclo Combinado	24.257.833	9,2%	11.572.978	4,3%
Carbón	10.082.015	3,8%	0	0,0%
Hidráulica	49.544.683	18,8%	24.762.858	9,2%
TOTAL	263.124.699		268.182.455	

Tabla 31. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 3a

<i>Producción</i>	<i>2030 [MWh]</i>		<i>2050 [MWh]</i>	
Eólica	117.300.130	43,7%	178.459.830	63,7%
Solar Fotovoltaica	18.105.303	6,7%	24.226.212	7,8%
Solar Térmica	16.195.801	6,0%	33.816.314	11,3%
Hidráulica Fluyente	5.724.835	2,1%	5.724.835	2,1%
Vertidos	-179.507		-7.952.412	
Nuclear	23.093.938	8,6%	0	0,0%
Ciclo Combinado	26.979.839	10,1%	14.218.628	5,1%
Carbón	10.700.280	4,0%	0	0,0%
Hidráulica	50.251.674	18,7%	27.685.058	10,0%
TOTAL	268.172.293		276.178.465	

Tabla 32. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 3b

CAPÍTULO 6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

<i>Producción</i>	<i>2030 [MWh]</i>		<i>2050 [MWh]</i>	
Eólica	117.300.130	43,7%	178.459.830	63,7%
Solar Fotovoltaica	18.105.303	6,7%	24.226.212	7,9%
Solar Térmica	16.195.801	6,0%	33.816.314	11,4%
Hidráulica Fluyente	5.724.835	2,1%	5.724.835	2,1%
Vertidos	-166.316		-6.937.745	
Nuclear	22.867.227	8,5%	0	0,0%
Ciclo Combinado	27.373.559	10,2%	14.315.007	5,2%
Carbón	10.775.661	4,0%	0	0,0%
Hidráulica	50.288.639	18,7%	26.798.453	9,7%
TOTAL	268.631.154		283.340.651	

Tabla 33. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 3c

<i>Sub-escenario</i>	<i>3a</i>				<i>3b</i>			
Año	2030 [MWh]		2050 [MWh]		2030 [MWh]		2050 [MWh]	
Reserva Secundaria	Subir	Bajar	Subir	Bajar	Subir	Bajar	Subir	Bajar
Carbón	64.909	106.517	0	0	51.501	74.317	0	0
Nuclear	92.582	51.706	0	0	98.034	42.650	0	0
Ciclo Combinado	501.987	270.722	253.026	94.782	429.579	231.881	331.222	132.976
Hidráulica	4.558.422	3.937.754	4.964.874	4.271.918	4.638.785	4.017.851	4.886.678	4.233.724
TOTAL	5.217.900	4.366.700	5.217.900	4.366.700	5.217.900	4.366.700	5.217.900	4.366.700
<i>Sub-escenario</i>	<i>3c</i>							
Reserva Secundaria	Subir	Bajar	Subir	Bajar				
Carbón	51.146	97.585	0	0				

Nuclear	113.014	48.994	0	0
Ciclo Combinado	480.574	214.871	333.085	137.715
Hidráulica	4.573.166	4.005.250	4.884.815	4.228.985
TOTAL	5.217.900	4.366.700	5.217.900	4.366.700

Tabla 34. Energía en la reserva secundaria por tecnología escenario 3

6.4.1. Parámetros flotas

Se ha visto como las emisiones de CO₂ aumentan respecto al escenario base, en este caso el sub-escenario 1a. Sin embargo, para valorar el efecto que tiene el uso del vehículo eléctrico en la contaminación, es necesario tener en cuenta un nuevo parámetro, las emisiones evitadas. Este parámetro mide las emisiones que hubieran emitido estos vehículos si hubieran usado combustibles como la gasolina o el gasoil. Para llevarlo a cabo se han utilizado los siguientes datos:

<i>Combustible</i>	<i>Gasolina</i>	<i>Gasoil</i>
Nº de turismos	10.939.069 [27]	13.510.143 [27]
Emisiones [kg CO ₂ /l]	2,37	2,65
Consumo medio [l/100 km]	7,6 [29]	5,7 [29]

Tabla 35. Parámetros caracterización parque de turismos español

Se comprueba de esta manera como las emisiones evitadas por el vehículo eléctrico son de mayor magnitud que las que se generarían en el proceso de producción eléctrica. Además, se mejoraría la calidad del aire en las áreas metropolitanas con alta afluencia de vehículos ya que las emisiones estarían en las centrales eléctricas, lo que mejoraría la salud pública.

<i>Sub-escenario</i>	<i>3a</i>		<i>3b</i>		<i>3c</i>	
Año	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Emisiones evitadas [tCO ₂]	245.158.021	858.053.072	490.316.041	1.225.790.103	490.316.041	1.225.790.103

Consumo [MW]	5.676.357	22.800.087	10.331.509	30.736.856	14.243.978	36.187.365
Generación [MW]	-	-	-	-	4.246.375	9.380.932
Consumo neto [MW]	5.676.357	22.800.087	10.331.509	30.736.856	9.997.603	26.806.433

Tabla 36. Consumo y generación VVEE

6.5. Escenario 4

Este último set de escenarios incluye almacenamiento energético en el sistema eléctrico.

Los parámetros de este grupo de escenarios son similares a los parámetros obtenidos en el caso base. Esto es debido a que en el caso base no hay vertidos, es decir, la energía que se genera se consume en el mismo momento. Es por esto que la instalación de baterías, que funciona como un buffer, no tiene un gran impacto.

No obstante, en el grupo de escenarios 1, en el que se instala más capacidad renovable, hay vertidos lo que significa que esa energía renovable podría ser almacenada para ser consumida en otro momento en el que la energía renovable no cubriese la demanda.

Los resultados de este escenario dan lugar a pensar que la instalación de almacenamiento energético sin la instalación de más capacidad renovable no tiene utilidad aparente.

Es cierto que los vertidos de los sub-escenarios 1a y 1b son mucho mayores que la energía almacenada en los sub-escenarios 4a y 4b, sin embargo, esta energía almacenada supone un 45% en 2050 respecto a los vertidos (778.004 MW) del sub-escenario 1c en el que, recordemos, tiene una capacidad instalada renovable más moderada. Además, en este mismo sub-escenario (1c) hay 762.340 MW de ENS de los cuáles el 46% podría suministrarse gracias a la energía almacenada en los vertidos. Hay que destacar, además, que el almacenamiento no está operando a su máxima capacidad en este escenario por no haber vertidos por lo que el rendimiento acompañado de renovables sería mayor.

Respecto a la reserva secundaria, este set de escenarios es el único en el que se incluye otra tecnología. El almacenamiento participa activamente en la reserva secundaria, principalmente en el sub-escenario 4a. Atendiendo a los valores de la Tabla

41 puede parecer que su intervención es escasa en comparación con la energía aportada por la hidráulica, no obstante, si lo comparamos con la potencia generada en el mercado diario se observa como ambos valores son del mismo orden.

Es interesante comprobar que en 2050 del sub-escenario 4b, el almacenamiento tiene menos presencia que en el sub-escenario 4a del mismo año a pesar de contar con una mayor potencia instalada, lo que lleva a pensar que este escenario cuenta con demasiada potencia de almacenamiento instalada, es decir, está sobredimensionado.

<i>Sub-escenario</i>	<i>4a</i>		<i>4b</i>	
	2030	2050	2030	2050
Año				
Precio medio [€/MWh]	55,57	78,60	53,13	78,33
Capacidad instalada [MW]	86.551	78.400	85.551	82.400
ENS [MW]	264.122	2.505.083	209.378	2.511.442
Vertidos [MW]	0	0	0	0
Emisiones CO2 [tCO2 eq.]	41.835.142	52.593.659	41.858.636	52.578.870
Precio RS Bajar [€/MWh]	-22,82	-43,81	-20,41	-43,65
Precio RS Subir [€/MWh]	12,62	24,99	11,20	24,90
Energía gestionable vs no gestionable	44,3%	38,5%	43,7%	41,5%
Nº horas con precio 180	337	1857	171	1851
Nº horas con precio 0	0	0	0	0

Tabla 37. Parámetros escenario 4

<i>Producción</i>	<i>2030 [MWh]</i>		<i>2050 [MWh]</i>	
Eólica	53.898.635	20,8%	53.898.635	21,8%
Solar Fotovoltaica	8.988.346	3,5%	8.988.346	3,6%
Solar Térmica	4.955.067	1,9%	4.955.067	2,0%

Nuclear	27.256.895	10,5%	0	0,0%
Ciclo Combinado	90.039.197	34,7%	121.236.492	49,1%
Carbón	15.933.202	6,1%	0	0,0%
Hidráulica Fluyente	5.724.835	2,2%	5.724.835	2,3%
Hidráulica	52.362.200	20,2%	52.349.956	21,2%
TOTAL	259.158.377		247.153.331	

Tabla 38. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 4a

<i>Producción</i>	<i>2030 [MWh]</i>		<i>2050 [MWh]</i>	
Eólica	53.898.635	20,8%	53.898.635	21,8%
Solar Fotovoltaica	8.988.346	3,5%	8.988.346	3,6%
Solar Térmica	4.955.067	1,9%	4.955.067	2,0%
Nuclear	27.256.547	10,5%	0	0,0%
Ciclo Combinado	90.095.201	34,8%	121.194.193	49,0%
Carbón	15.932.353	6,1%	0	0,0%
Hidráulica Fluyente	5.724.835	2,2%	5.724.835	2,3%
Hidráulica	52.357.292	20,2%	52.381.865	21,2%
TOTAL	259.208.276		247.142.941	

Tabla 39. Energía producida por tecnología en el sub-escenario 4b

<i>Sub-escenario</i>	<i>4a</i>		<i>4b</i>	
<i>Año</i>	2030	2050	2030	2050
Generada [MWh]	74.679	324.069	65.194	320.403
Consumida [MWh]	35.798	356.562	21.468	348.865
Consumida en reserva secundaria [MWh]	44.288	34.142	47.263	26.855
TOTAL	-5.407	-66.635	-3.537	-55.318

Tabla 40. Energía del almacenamiento escenario 4

<i>Sub-escenario</i>	<i>4a</i>				<i>4b</i>			
Año	2030 [MWh]		2050 [MWh]		2030 [MWh]		2050 [MWh]	
Reserva Secundaria	Subir	Bajar	Subir	Bajar	Subir	Bajar	Subir	Bajar
Carbón	5.469	9.912	0	0	6.319	13.321	0	0
Nuclear	8.080	5.898	0	0	8.429	6.543	0	0
Ciclo Combinado	2.396.475	942.116	1.760.281	876.014	2.546.667	937.311	1.883.246	908.960
Hidráulica	2.738.071	3.354.041	3.218.272	3.366.203	2.610.092	3.356.211	3.124.358	3.341.715
Almacenamiento	69.805	54.733	239.347	124.483	46.394	53.314	210.296	116.025
TOTAL	5.217.900	4.366.700	5.217.900	4.366.700	5.217.900	4.366.700	5.217.900	4.366.700

Tabla 41. Energía en la reserva secundaria por tecnología escenario 4

Capítulo 7 Conclusiones

Partiendo de los objetivos de sostenibilidad propuestos en el PNIEC, se han desarrollado cuatro estrategias con el objetivo de analizar el impacto que tendrían en el sistema eléctrico. La primera de ellas impulsa la generación de fuentes de origen renovable siendo uno de los escenarios simulados el propuesto en el PNIEC.

La instalación de capacidad de fuentes renovables aporta numerosos beneficios, entre los que se encuentran la reducción de la dependencia energética y la disminución de emisiones en el proceso de generación de energía eléctrica. Sin embargo, su carácter no gestionable provoca un gran reto en la correcta operación del sistema. Como se ha mencionado en el análisis, la nueva capacidad renovable acompañada del cierre de centrales térmicas provoca en el sistema una gran cantidad de energía vertida, al mismo tiempo que energía no suministrada (ENS). Señal de que las energías renovables requieren de cierta flexibilidad en el sistema para su correcta operación y máxima explotación. En el mix propuesto por el PNIEC se producen vertidos que podrían cubrir el 38% de la ENS. Además, la gran cantidad de ENS hace que el sistema no sea viable solo con la sustitución de las centrales térmicas por tecnologías renovables.

Se han propuesto tres estrategias que aportan flexibilidad. En primer lugar, se encuentra la gestión flexible de la demanda, tecnología que introduce un cambio de paradigma, no solo se puede controlar el equilibrio de generación y consumo mediante la regulación de la producción en las centrales, sino que también es posible controlar la demanda para que coincida con la energía producida. Este cambio en la operación del sistema ayuda a maximizar el consumo de energía de fuentes renovables. Ayuda a la optimización de los recursos trasladando la energía para que el perfil de consumo se aproxime al perfil de producción renovable lo máximo posible.

En segundo lugar, la integración de vehículos eléctricos en el sistema con modo de carga óptimo y V2G. El cambio de vehículos de gasolina y gasoil a vehículos eléctricos supone un nuevo consumo y, por tanto, un nuevo reto para el sistema eléctrico ya que debe estar preparado para abastecer un consumo mayor con unos hábitos de consumo novedosos. En los resultados de los escenarios se ha comprobado cómo, a pesar de suponer un aumento de demanda, la penetración del vehículo eléctrico reduce tanto los

vertidos como la ENS lo que se traduce en un mayor aprovechamiento de los recursos renovables. Pese a suponer un estrés adicional para el sistema, la flexibilidad que aporta este consumo trae numerosos beneficios.

Por otro lado, es importante destacar que el vehículo eléctrico no solo es beneficioso para el sistema eléctrico. De la misma manera, es una palanca fundamental en el proceso de descarbonización debido al alto número de emisiones evitadas.

En último lugar, el almacenamiento energético permite controlar la energía para que no se produzcan vertidos, almacenando la energía en los momentos en los que la demanda es menor que la producción y aportando energía a la red en los momentos en los que hay déficit de energía renovable. Gran parte de los vertidos producidos por un exceso de generación renovable puede ser almacenado por baterías para ser consumido en el momento más oportuno.

Todas estas estrategias aportan flexibilidad al sistema promoviendo el uso de generación procedente de fuentes renovables. Sin embargo, para lograr un aprovechamiento máximo de los recursos, es fundamental integrar las tecnologías adecuadamente para conseguir una evolución fiable y sostenible en el tiempo.

Capítulo 8 Futuros desarrollos

En la realización del modelo y las simulaciones se han realizado diversas hipótesis que en la mayoría de los casos simplifican el problema para adecuarlo a la capacidad computacional y tiempo disponibles. De hecho, su desarrollo supondría una mayor complejidad y, por tanto, mayor similitud con la realidad.

Se va a realizar un recorrido por los diferentes puntos con potencial de desarrollo futuro empezando por las entradas al modelo, la definición de los escenarios y acabando por mejoras en el modelo de UC.

8.1. Entradas

En primer lugar, con el objetivo de representar la realidad con más exactitud se pueden desagregar las centrales térmicas e hidráulicas caracterizando cada una de ellas con los factores reales de funcionamiento. En el proyecto presente se han agregado debido a falta de capacidad computacional y tiempo de simulación. De la misma manera, se pueden caracterizar las unidades con los parámetros reales de participación en la regulación secundaria, así como los diferentes tiempos de actuación de cada tecnología, no contemplados en el modelo utilizado.

Del mismo modo, se puede incluir un estudio más exhaustivo del vehículo eléctrico, adaptando parámetros a la realidad y asignando parámetros únicos a cada flota.

Por otro lado, no se ha tenido en cuenta la evolución de los sistemas energéticos circundantes para adecuar los intercambios, así como la capacidad futura de las líneas de intercambio entre Francia, Portugal, Andorra y Marruecos.

En último lugar, se ha supuesto un ratio de generación y capacidad renovable constante en el tiempo y entre activos de cada tecnología. Se puede desarrollar un estudio que aporte la madurez real de cada instalación y la madurez de instalaciones futuras. De esta forma, los nuevos activos que se instalen contarán con mayor madurez y eficiencia por lo que las simulaciones a largo plazo se podrán realizar con un mayor nivel de productividad.

8.2. Definición de los escenarios

El traslado de energía contemplado en el escenario 2 se ha realizado de forma manual siempre basándose en los patrones de comportamiento de demanda de energía residencial, sin embargo, el desarrollo de esta tecnología implica el desarrollo de inteligencia para poder realizar el traslado en el momento presente teniendo. Esta inteligencia tendrá en cuenta parámetros como la demanda en ese momento, la energía que se está produciendo o la situación geográfica.

8.3. Modelo de UC

El modelo de UC utilizado no tiene en cuenta la situación geográfica de los activos por lo que no se han contemplado limitaciones técnicas por parte de la red de transporte y distribución. Además, el estudio se ha centrado en valorar el impacto energético sin valorar el impacto que tendrían las estrategias en tensión y frecuencia.

Por último, por capacidad computacional, el modelo se ejecuta en períodos consecutivos de una semana de 7 días, sin tener en cuenta los acontecimientos de la siguiente semana lo que puede dar lugar a resultados ligeramente diferentes en algunos casos.

Bibliografía

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Inventario Nacional de EMISIONES a la ATMÓSFERA. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO. SERIE 1990 - 2018,» Madrid, 2020.
- [2] M. p. l. T. E. y. e. R. Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2021-2030),» Madrid, 2020.
- [3] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, «Documento Sintético del Borrador Actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,» Madrid, 2020.
- [4] ESIOS, [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es>.
- [5] Red Eléctrica de España REE, [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es>.
- [6] Sendeco, «Precios CO2,» [En línea]. Available: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>. [Último acceso: Mayo 2020].
- [7] Días, Cinco, [En línea]. Available: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/02/08/companias/1549647160_807281.html.
- [8] ENTSOE, «Maps & Data. TYNDP 2018,» [En línea]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>. [Último acceso: 2020].
- [9] Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas CEDEX, «ANUARIO DE AFOROS. MODALIDADES DE CONSULTA.,» [En línea]. Available: <https://ceh.cedex.es/anuarioaforos/default.asp>. [Último acceso: Junio 2020].
- [10] I. T. Martínez, «Análisis de costes y beneficios de la implantación del vehículo eléctrico,» Madrid, 2013.
- [11] Congreso de los Diputados, «121/000019 Proyecto de Ley de cambio climático y transición energética.,» Madrid, 2020.
- [12] Instituto de Investigación Tecnológica, «Análisis de escenarios futuros para el sector eléctrico en España para el período 2025-2050,» Madrid, 2018.
- [13] P. Frías y C. Formozo, «Análisis del impacto en España de la generación renovable en el período 2020-2050,» Madrid.

- [14] Greenpeace, «Estudio técnico de viabilidad de escenarios de generación eléctrica en el medio plazo en España,» Madrid, 2018.
- [15] Monitor Deloitte, «Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la electrificación,» Madrid, 2018.
- [16] Greenpeace, «Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular.,» Madrid, 2005.
- [17] Instituto de Investigación Tecnológica, «Gestión Activa de la Demanda para una Europa más Eficiente,» Madrid.
- [18] L. Lázaro, C. González y G. escribano, «Los Españoles ante el Cambio Climático,» 2019.
- [19] W.-P. Schill, M. Pahle y C. Gambardella, «On start-up costs of thermal plants in markets with increasing shares of fluctuating renewables,» Berlín, 2016.
- [20] W.-P. Schill y C. Gerbault, «Power system impacts of EV in Germany,» berlín, 2015.
- [21] P. Gonzalez, J. Villar, C. A. Dfaz y F. A. Campos, «Hourly energy and reserve joint dispatch with hydro-thermal model,» Madrid.
- [22] Instituto Nacional de Estadística INE, [En línea]. Available: <https://www.ine.es/>.
- [23] Organisation for Economic Co-operation and Development OECD, «Real GDP long-term forecast,» [En línea]. Available: <https://data.oecd.org/gdp/real-gdp-long-term-forecast.htm#indicator-chart>.
- [24] Agencia Estatal de Meteorología AEMET, [En línea]. Available: <http://www.aemet.es/es/portada>.
- [25] Department for Business, Energy & Industrial Strategy, «Electricity Generation Costs,» London, 2016.
- [26] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Boletín Hidrológico,» [En línea]. Available: <http://eportal.miteco.gob.es/BoleHWeb/>.
- [27] Dirección General de Tráfico, «Parque 2019. Anuario,» Madrid, 2019.
- [28] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «Precios Mercado 2019,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.cnmc.es/estadistica/precios-mercado-2019>. [Último acceso: Junio 2020].
- [29] Dirección General de Tráfico, [En línea]. Available: <http://www.dgt.es/es/>. [Último acceso: Junio 2020].

- [30] Ministerio de Asuntos Exteriores, Unión Europea y Cooperación, «Objetivos de Desarrollo Sostenible,» [En línea]. Available: <http://www.exteriores.gob.es/Portal/es/PoliticaExteriorCooperacion/NacionesUnidas/Paginas/ObjetivosDeDesarrolloDelMilenio.aspx#:~:text=Los%20Objetivos%20de%20Desarrollo%20Sostenible,todas%20en%20todas%20las%20edades..> [Último acceso: Julio 2020].
- [31] F. Herrero, «Análisis de la influencia del vehículo eléctrico en la demanda eléctrica,» Madrid, 2011.

Anexo I Análisis de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

La Asamblea General de las Naciones Unidas adoptó 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en 2015 para 2030 [30].



En concreto, el presente proyecto tiene relación con los objetivos numerados como 7, 12 y 13.

7. Asegurar el acceso a energías asequibles, fiables, sostenibles y modernas para todos.

Este proyecto estudia el impacto de diferentes estrategias de generación y consumo con el fin de lograr una evolución que asegure el suministro, disminuya las emisiones y hagan uso de las nuevas tecnologías. Es por ello que se estudia la fiabilidad de cada estrategia a través de los indicadores de Energía No Suministrada (ENS) y Vertidos. Además, se analiza el impacto de cada estrategia en las emisiones.

12. Garantizar las pautas de consumo y de producción sostenibles.

En el análisis de las estrategias uno de los parámetros que se tienen en cuenta es la energía vertida. El objetivo del sistema es lograr que toda la energía producida

se consuma explotando al máximo las tecnologías renovables. Es por ello que se estudia la instalación de almacenamiento energético para conseguir un mayor aprovechamiento de la energía renovable.

13. Tomar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

La producción de energía eléctrica es una de las palancas principales para combatir el cambio climático, actualmente envuelta en un proceso de descarbonización.

En este estudio se analizan diferentes estrategias después del cierre de centrales de carbón, nucleares y parte de las centrales de ciclo combinado con el objetivo de conocer las medidas que ayudarían en este proceso de cambio.

Por otro lado, también se considera una alta penetración del vehículo eléctrico, estudiando los efectos que tendría en el sistema eléctrico y el gran impacto en la reducción de emisiones.

Anexo II Valores de entrada del modelo de previsión de demanda

<i>Fecha</i>	<i>Variación Demanda</i>	<i>Variación PIB</i>	<i>Variación Población</i>
2003	6,79%	7,03%	1,93%
2004	5,02%	7,13%	1,72%
2005	4,60%	7,90%	1,76%
2006	3,11%	8,25%	1,65%
2007	2,99%	7,14%	1,76%
2008	0,92%	3,16%	1,97%
2009	-3,96%	-3,62%	1,25%
2010	2,78%	0,32%	0,53%
2011	-2,09%	-0,83%	0,39%
2012	-1,17%	-3,07%	0,32%
2013	-2,35%	-1,04%	-0,19%
2014	-1,10%	1,16%	-0,46%
2015	1,97%	4,40%	-0,13%
2016	0,71%	3,36%	-0,02%
2017	1,21%	4,31%	0,19%
2018	0,38%	3,47%	0,28%
2019	-1,58%	3,59%	0,60%
2020		1,25%	0,45%
2021		1,01%	0,45%
2022		1,02%	0,43%
2023		1,10%	0,41%
2024		1,18%	0,38%
2025		1,25%	0,36%
2026		1,31%	0,33%
2027		1,34%	0,31%

2028	1,37%	0,28%
2029	1,38%	0,26%
2030	1,37%	0,24%
2031	1,36%	0,22%
2032	1,34%	0,19%
2033	1,32%	0,17%
2034	1,28%	0,15%
2035	1,25%	0,14%
2036	1,22%	0,13%
2037	1,18%	0,13%
2038	1,15%	0,13%
2039	1,14%	0,12%
2040	1,13%	0,11%
2041	1,14%	0,10%
2042	1,16%	0,09%
2043	1,19%	0,08%
2044	1,23%	0,07%
2045	1,29%	0,05%
2046	1,36%	0,03%
2047	1,43%	0,01%
2048	1,50%	-0,01%
2049	1,58%	-0,03%
2050	1,65%	-0,05%
2051	1,73%	-0,06%
2052	1,81%	-0,08%
2053	1,88%	-0,10%
2054	1,95%	-0,11%
2055	2,02%	-0,12%
2056	2,08%	-0,13%
2057	2,14%	-0,14%
2058	2,19%	-0,15%
2059	2,23%	-0,15%
2060	2,27%	-0,16%

Anexo III Características técnicas centrales térmicas

<i>Tech</i>	<i>Tech</i>	<i>Type</i>	<i>Standard efficiency in NCV terms</i>	<i>CO₂ emission factor</i>	<i>Variable cost</i>	<i>Min Time on</i>	<i>Min Time off</i>	<i>Start-up fuel consumption - warm start</i>	<i>Start-up fix cost warm start</i>	<i>Unavailability (annual rate)</i>	<i>Minimum stable generation</i>	<i>Ramp up rate</i>	<i>Ramp down rate</i>
			%	<i>kg / Net GJ</i>	€/MWh	<i>hours</i>	<i>hours</i>	<i>Net GJ /MW. start</i>	€/MW. start	%	(% of max power)	% of max output power / min	% of max output power / min
Nuclear	Nuclear	-	33%	0	14,8096	12	12	14,0	21	16%	40%	5%	5%
Hard coal	Hulla antracita	old 1	35%	94	28,9140	8	8	18,0	70	10%	40%	2%	5%
Hard coal	Hulla antracita	old 2	40%	94	28,9140	6	6	18,0	50	10%	40%	2%	5%
Hard coal	Hulla antracita	new	46%	94	28,9140	5	5	18,0	42	10%	25%	4%	5%
Hard coal	Hulla antracita	CCS	38%	9,4	28,9140	7	7	18,0	50	10%	25%	4%	5%
Lignite	Hulla sub-bituminosa	old 1	35%	101	28,9140	11	11	18,0	70	10%	50%	2%	5%
Lignite	Hulla sub-bituminosa	old 2	40%	101	28,9140	9	9	18,0	50	10%	50%	2%	5%
Lignite	Hulla sub-bituminosa	new	46%	101	28,9140	8	8	18,0	42	10%	50%	2%	5%
Lignite	Hulla sub-bituminosa	CCS	38%	10,1	28,9140	10	10	18,0	50	10%	50%	2%	5%
Gas	Ciclo Combinado	CCGT old 1	40%	57	39,4923	3	3	7,6	73	8%	50%	2%	5%
Gas	Ciclo Combinado	CCGT old 2	48%	57	39,4923	3	3	7,6	43	8%	50%	2%	5%
Gas	Ciclo Combinado	CCGT present 1	56%	57	39,4923	2	2	7,6	25	8%	40%	4%	5%
Gas	Ciclo Combinado	CCGT present 2	58%	57	39,4923	2	2	7,6	25	8%	40%	4%	5%
Gas	Ciclo Combinado	CCGT new	60%	57	39,4923	2	2	7,6	25	8%	40%	4%	5%
Gas	Ciclo Combinado	CCGT CCS	51%	5,70	39,4923	4	4	7,6	43	8%	40%	4%	5%