



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER
“TRANSICIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO
ESPAÑOL A UN SISTEMA FUNDAMENTALMENTE
RENOVABLE.
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO”

Autor: Alvaro González Vázquez

Director: José Villar Collado, Fco. Alberto Campos Fernández,
Salvador Doménech Martínez

Madrid

Julio de 2020

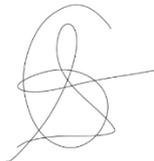
Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Transición del Sistema Eléctrico Español a un Sistema Fundamentalmente Renovable.
Análisis Técnico-Económico”

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2019/2020 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.: Alvaro González Vázquez

Fecha: 19/07/2020



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: José Villar Collado

Fecha: 19/ 07/ 2020

Fco. Alberto Campos Fernández

Salvador Doménech Martínez



CAMPOS
FERNANDEZ
FRANCISCO
ALBERTO
11836144E

Firmado
digitalmente por
CAMPOS
FERNANDEZ
FRANCISCO ALBERTO
-11836144E
Fecha: 2020.07.19
18:12:05 +02'00'





MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER
“TRANSICIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO
ESPAÑOL A UN SISTEMA FUNDAMENTALMENTE
RENOVABLE.
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO”

Autor: Alvaro González Vázquez

Director: José Villar Collado, Fco. Alberto Campos Fernández,
Salvador Doménech Martínez

Madrid

Abril de 2020

TRANSICIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL A UN SISTEMA FUNDAMENTALMENTE RENOVABLE. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

Autor: González Vázquez, Alvaro.

Director: Villar Collado, José; Campos Fernández, Fco. Alberto, Doménech Martínez, Salvador

Entidad Colaboradora: Instituto de Investigación Tecnológica (IIT – Universidad Pontificia de Comillas).

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: Transición Eléctrica, Planificación de la Expansión del Parque de Generación, Modelo de Inversiones, Análisis Comparativo Técnico-Económico, Descarbonización.

1. Introducción

El marco en el que se inscribe este Proyecto de Fin de Máster es la transición energética que se está viviendo a escala global, y más particularmente en Europa, a través del fomento de las energías renovables con el objetivo de conseguir economías libres de emisiones de CO_2 en el año 2050 [1].

Las causas fundamentales que motivan esta transición ecológica, además del agotamiento de los combustibles fósiles [2] y de su impacto nocivo en la salud humana y el medioambiente, son el crecimiento demográfico (y el consiguiente aumento de demanda energética), el acceso universal a los recursos de producción renovable (cuyo desarrollo puede contribuir a la independencia energética de los países) y, sobre todo, la lucha contra el calentamiento global, con más de 189 países firmantes del Acuerdo de París en el que se expone la gravedad de este problema [3].

Estos factores han contribuido al surgimiento de determinadas tendencias que también jugarán un papel fundamental en la transición energética. Entre estas tendencias cabe destacar la expansión de los sistemas de Generación Distribuida (*behind-the-meter*), que permiten a los consumidores reducir la compra de energía de la red a través de soluciones de autoconsumo [4], y el auge de las iniciativas de movilidad sostenible, con un aumento previsto del parque de vehículos eléctricos hasta alcanzar los 5 millones de vehículos en 2030 según las estimaciones del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2020 -2030) [5].

Estas tendencias están siendo apoyadas a través de estrategias adoptadas tanto a nivel europeo como nacional, y de éstas, merece especial mención, por su relación con este

trabajo, el *Marco Estratégico de Energía y Clima* y su eje central, el *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030* [6].

En este *Plan Estratégico*, enviado el pasado 31 de marzo de 2020 a la *Comisión Europea*, fija como objetivos para el año 2030 una reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero de un 23% respecto de los niveles de 1990, una mejora de la eficiencia energética de un 39,5% (reducción del consumo de energía primaria) y una producción renovable de un 42% sobre el uso final de energía total generada en España [5].

Para la consecución de estos objetivos, el PNIEC prevé que serán necesarias unas inversiones anuales de más de 5 GW de nueva potencia renovable, fundamentalmente solar fotovoltaica y eólica hasta alcanzar el parque de generación representado en la Tabla 1:

Tecnología	Potencia Instalada 2030 (GW)
Nuclear	3
Ciclo Combinado (CCGT)	27
Hidráulica Convencional	16
Bombeo	9,5
Eólica	50
Solar Fotovoltaica	39
Solar Térmica	7
Baterías	2,5

Tabla 1: Potencias Instaladas Estimadas por el PNIEC para 2030 [5]

El PNIEC establece por lo tanto una senda de inversiones que contribuiría en la consecución de los objetivos de transición anteriormente mencionados para 2030, con la vista puesta en la descarbonización total del sector eléctrico en el año 2050.

En este contexto, el objetivo de este Proyecto es realizar un análisis técnico y económico de diferentes alternativas de transición elaboradas en base a una revisión de las posibles sendas de inversión recogidas en la literatura, para ser simuladas mediante un modelo cuantitativo de planificación de la expansión del parque de generación eléctrica.

2. Definición del proyecto

El trabajo queda por lo tanto enmarcado dentro del contexto de la transición energética, y consiste en el “Análisis comparativo, técnico y económico, de diferentes sendas de transición hacia un sistema eléctrico total o prácticamente renovable en 2050”, considerando el horizonte temporal 2018-2050.

El objetivo es comparar la evolución del mix de generación eléctrico español así como otras variables relevantes del sistema como por ejemplo, los niveles de emisiones, los precios de la energía y los costes del sistema para los distintos escenarios previamente construidos.

3. Descripción del modelo

Para llevar a cabo este análisis se simulará un conjunto de escenarios de transición con el modelo CEVESA que permite la planificación de las inversiones en el parque de generación eléctrico español considerando tanto las inversiones en Generación Centralizada como en Generación Distribuida (*behind-the-meter*). El modelo se aplicará para minimizar los costes totales del sistema considerando decisiones de explotación y de inversiones. Aunque CEVESA tiene la posibilidad de calcular inversiones también en auto-generación, para este estudio se limitará a inversiones en nueva capacidad de generación centralizada considerando tecnologías térmicas convencionales (Turbinas de Gas y Ciclos Combinados), generación renovable fotovoltaica y eólica, y almacenamiento con baterías de ion de litio.

El modelo CEVESA es un modelo dinámico y multizonal en el que cada zona se modela como un nodo de precio único conectado al resto de nodos a través de las interconexiones definidas entre ambas zonas. El modelo permite obtener el despacho eléctrico y los perfiles de precios horarios a lo largo del periodo de simulación. En el presente estudio el periodo de simulación se establece mediante una semana sintética representativa cuya construcción y funcionamiento se describe en [7]. CEVESA permite también incorporar restricciones de energía, reserva secundaria, capacidad, emisiones, niveles de demanda, lo que permite unas simulaciones más realistas de los diferentes escenarios de transición.

El parque de generación eléctrica está modelado en dos partes fundamentales, las centrales pertenecientes al parque de generación inicial, representado a través de las diferentes unidades de oferta que lo componen, y las nuevas inversiones modeladas como capacidad instalada, en MW, de cada tecnología en la que se permite invertir.

El modelo, además de recoger todas las características del parque de generación eléctrica (costes de las tecnologías, precio de los combustibles, potencias máximas y mínimas de los grupos, restricciones técnicas de los mismos, niveles de interconexiones, necesidades de reserva, etc.), incluye también un módulo para representar el sector de transporte que permite tener en cuenta el efecto de la penetración del vehículo eléctrico, que ha sido también aplicado a alguno de los escenarios simulados.

En la Figura 1 se muestra de manera resumida la relación existente entre los diferentes módulos que componen el modelo CEVESA, desarrollados en Visual Basic, a excepción del módulo de equilibrio, programado íntegramente en GAMS. La interfaz ha sido desarrollada en Excel, para facilitar la labor del usuario.

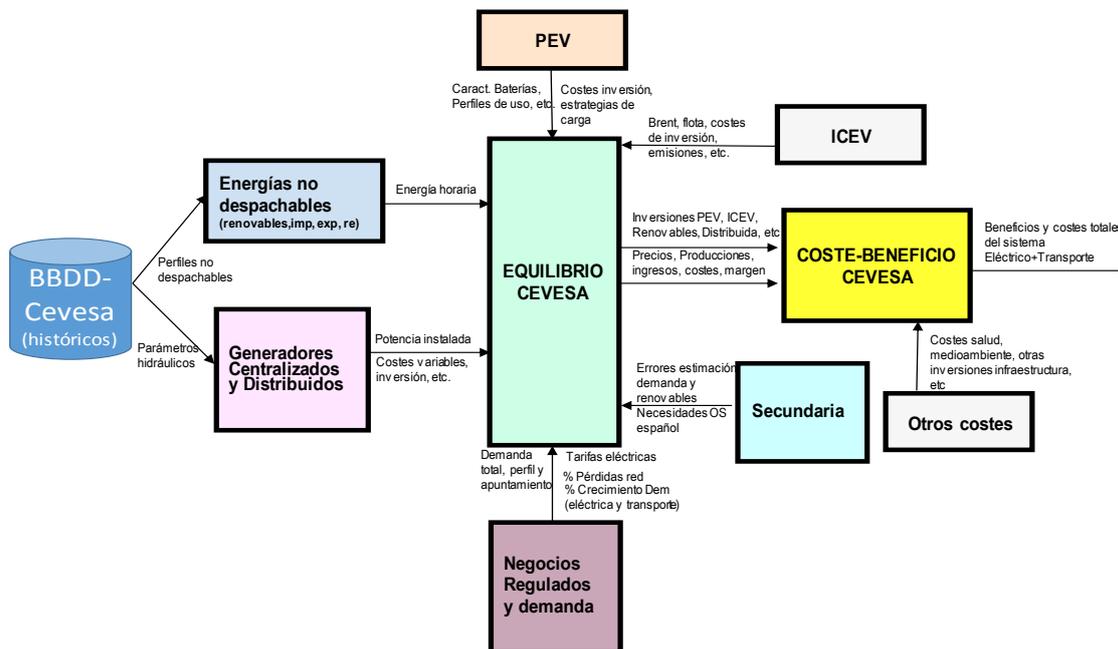


Figura 1: Módulos de CEVESA y su relación interna

4. Elaboración de Escenarios de Simulación

Tras la fase de revisión de literatura, se decide seleccionar los siguientes parámetros que definirán los diferentes escenarios de simulación:

- Crecimiento de la demanda: los niveles de crecimiento de demanda serán utilizados para representar algunas de las tendencias anteriormente mencionadas, como la electrificación progresiva del sector del transporte o de la calefacción. En este sentido, se definen dos niveles de crecimiento anual medio de la demanda para las simulaciones: Nivel de crecimiento moderado, con un crecimiento tendencial de la demanda eléctrica en los años posteriores a la crisis económica (2015-2019) de un 0,53%, y crecimiento elevado, con un valor de un 1% de crecimiento de demanda, coherente con las estimaciones que aparecen en las fuentes consultadas [8] y [9]. Esta tasa de crecimiento se aplica anualmente y de manera uniforme sobre la demanda eléctrica horaria del año anterior.
- Emisiones de CO_2 permitidas. La descarbonización a alcanzar en 2050 es uno de los pilares centrales de la política energética europea. Sin embargo, pocos son los trabajos consultados que consideran factible la descarbonización completa de las economías para ese año. Por este motivo y tras realizar algunas simulaciones preliminares, se ha decidido fijar una tasa de descarbonización

de un 80% sobre el total de emisiones del parque de generación eléctrica y transporte representado por CEVESA. Se establece una tasa de decrecimiento lineal de las emisiones máximas permitidas (mediante una restricción de CEVESA) hasta alcanzar la reducción del 80% en el año 2050.

- Penetración del Vehículo Eléctrico. El aumento del número de vehículos eléctricos supondrá un aumento de la demanda eléctrica y modificará previsiblemente las necesidades de inversión en nueva capacidad de generación. En este sentido, se definen dos niveles de penetración del vehículo eléctrico, uno moderado (tomando las previsiones del *OVEMS* [10], que estima un parque de 2,85 millones de vehículos eléctricos en 2030) y otro de penetración elevada, siguiendo las previsiones del *PNIEC*, que estima un parque de vehículos eléctricos de 5 millones en 2030. Se supone una tasa de crecimiento lineal del parque de vehículos eléctricos hasta alcanzar los niveles estimados en 2030 para cada uno de los casos de estudio y se supone el mismo crecimiento entre 2030 y 2050. Considerando un escenario desfavorable, se supone que la estrategia de carga de los vehículos no es inteligente y se realiza en el momento en que se conectan hasta su carga total (*Plug-and-Charge*, [11]).
- Nivel de las interconexiones. Actualmente CEVESA incorpora los nodos de España y Portugal. Sin embargo se ha considerado primero un estudio para el sistema eléctrico español como sistema aislado, considerando únicamente la generación en nuestro país, y después otro considerando el efecto de las interconexiones con Portugal. Los niveles de interconexiones se fijarán a los valores actuales establecidos por REE [12] hasta 2030, año en el cual el *PNIEC* estima que la capacidad mínima de conexión será de al menos 3000 MW y máximo 4300 MW, por lo que se supondrá un valor medio de interconexión de 3650 MW entre 2030 y 2050 en ambos sentidos.

Con estos niveles de los parámetros, y considerando un conjunto de escenarios con inversiones únicamente en tecnologías de generación renovable, y otro conjunto para los que se permiten las inversiones en centrales de ciclo combinado y turbinas de gas, se construyen los siguientes escenarios recogidos en las tablas 2 y 3, que muestran los Escenarios Base Renovable y Convencional y las variaciones que de ellos se estudiarán con los niveles de simulación de los parámetros anteriormente definidos:

Escenarios Renovables								
	Escenario Base Renov.		Escenario 1. Dem. Alta		Escenario 2. Pen. Alta del V.E.		Escenario 3. Inter. Activas	
Modo Ejec.	Invers.: Renov.		Invers.: Renov.		Invers.: Renov.		Invers.: Renov.	
Crec. Dem.	Mod.	0,53%	Alta	1,00%	Mod.	0,53%	Mod.	0,53%
Crec. Anual V.E.	Observ. IIT	0,366 %	Observ. IIT	0,366 %	PNIEC Obj.	0,65%	Observ. IIT	0,366%
Niv. de Intercon.	Esp./Por.	NO	Esp/Por.	NO	Esp/Por.	NO	Esp/Por.	3000 MW

Tabla 2: Resumen Escenarios Renovables.

Escenarios con Generación Convencional						
	Escenario Base		Escenario 1.1. Dem. Alta		Escenario 2. Inter. Activas	
Modo Ejec.	Invers.: Renov. + Conv.		Invers.: Renov. + Conv.		Invers.: Renov.	
Crec. Dem.	Mod.	0,53%	Alta	1,00%	Mod.	0,53%
Crec. Anual VE.	Observ. IIT	0,366%	Observ. IIT	0,0%	Observ. IIT	0,366%
Niv. de Intercon.	Esp./Por.	NO	Esp/Por.	NO	Esp/Por.	3000 MW

Tabla 3: Resumen Escenarios con Generación Convencional.

5. Datos de entrada

El año que se fija como inicio de las simulaciones es 2018 para el que se toman los datos proporcionados por REE en cuanto a niveles de demanda y de interconexiones para este mismo año [12] y [13]. Los niveles de emisiones para 2018 se toman del *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero* elaborado por el MITECO [14] y las tasas de penetración del vehículo eléctrico se calculan a partir del parque actual de vehículos eléctricos en España (datos del *OVEMS* [10]) y de los valores estimados por el *PNIEC* y por el mismo *OVEMS* para 2030.

Los costes unitarios de inversión, variables y de Operación y Mantenimiento de las diferentes tecnologías de inversión para el año 2018 se toman de los informes Lazard referenciados en [15] y [16].

El coste de las emisiones se basa en el valor de la ton. de CO_2 del mes de enero de 2020 (24,5€/ton. CO_2 [17]) y se aplica el crecimiento lineal necesario para alcanzar el valor de 50€/ton. CO_2 en 2050, valor que según las estimaciones de la *IETA* permitiría conseguir los objetivos de descarbonización en dicho año.

En el *ANEXO III: Entradas Relevantes en Escenarios Simulados*, se puede observar la evolución de los costes empleados (que se mantienen invariables en todas las simulaciones realizadas) y de otros parámetros de entrada que se consideran también de interés para una mejor comprensión de los resultados.

Una vez definidos los parámetros principales de entrada, se puede proceder al análisis de los resultados obtenidos para las diferentes simulaciones. Por motivos de claridad, se separará este análisis en parte tecnológica (en la que se analizará la senda de inversiones, la producción de las diferentes tecnologías, los niveles de inversiones y los precios de la energía) y parte económica (en la que se incluirá el análisis de los costes desglosados del sistema de generación eléctrico español).

6. Resultados técnicos

Escenarios Renovables:

Los resultados obtenidos con los parámetros de entrada descritos anteriormente con el modelo CEVESA para los escenarios renovables muestran que las tecnologías en las que se considera óptimo invertir son la solar fotovoltaica y baterías de ion de litio.

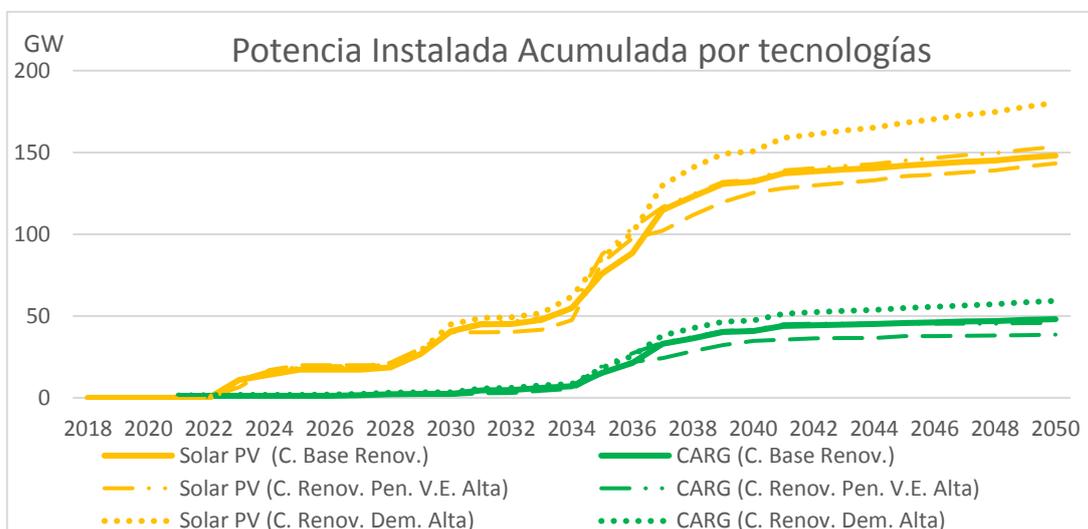


Figura 2: Comparativa Potencia Instalada en Escenarios Renovables

Como se puede observar en la Figura 2, el escenario que registra una mayor potencia instalada solar fotovoltaica y mayores baterías es el escenario de Demanda Alta, que necesita cubrir una demanda también mayor, y el que menores inversiones realiza es el de Intercambios, ya que puede cubrir parte de la demanda con importaciones de Portugal (5.600 GWh al final del periodo de simulación).

El Escenario de Penetración Alta de Vehículo eléctrico tiene que cubrir 10,2 TWh (3,03%) adicionales en 2050 con respecto al Escenario Base Renovable, y la manera considerada por el modelo como más rentable es a través de la instalación de 5,35 GW adicionales de capacidad solar fotovoltaica.

Con relación a las emisiones de CO₂, la Figura 3 muestra que los niveles obtenidos difieren de las estimaciones del PNIEC. Esto se debe a que CEVESA utiliza como datos de entrada los correspondientes a 2018, en los que el parque de carbón aún cubría una parte considerable de la demanda, y además se ha considerado que estos siguen contribuyendo a la producción eléctrica hasta 2030, año estimado de cierre de la última de estas centrales cuando se inició este trabajo. Esta situación no se corresponde con lo sucedido en 2019, año en el que la producción de carbón ha registrado mínimos históricos (4,2% de la electricidad total producida [18]). Los resultados también sugieren que es más rentable para el sistema retrasar la descarbonización con relación a la senda estimada en el PNIEC, ya que la mayor parte de las inversiones se realizan entre 2030 y 2040 cuando la mayor parte de las centrales nucleares y de ciclo combinado llegan al final de su vida útil estimada en CEVESA, lo que lógicamente retrasa la reducción de las emisiones hasta esos años.

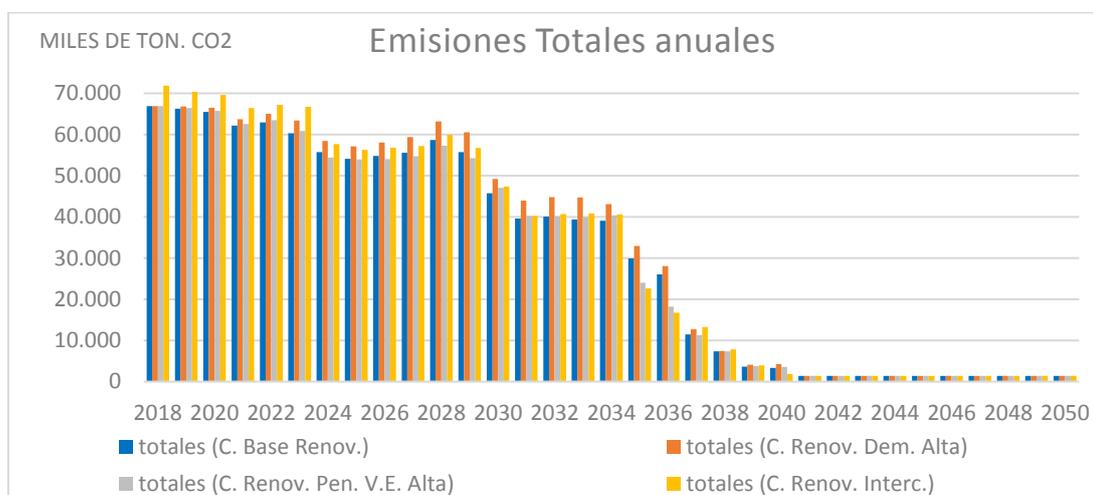


Figura 3: Niveles de Emisiones totales en Escenarios Renovables

Finalmente, los niveles de precios de largo plazo de la electricidad (es decir, considerando los costes de inversiones) que se obtienen en estas simulaciones son muy similares entre sí, si bien, lógicamente, los escenarios de Demanda Alta y de Penetración de Vehículo Eléctrico Alta tienen mayores precios debido a unas inversiones en capacidad de generación más elevadas que en el Escenario Base Renovable. Por el contrario, las menores inversiones del Escenario de Intercambios hacen que los precios sean ligeramente inferiores a los del resto de escenarios. La muestra la disminución progresiva del precio de la energía conforme se va

sustituyendo producción convencional por producción renovable solar fotovoltaica y de baterías con coste variable nulo. La reducción del precio de la energía al final del periodo de simulación (2050) es de aproximadamente un 19% respecto del valor obtenido en el año 2018.

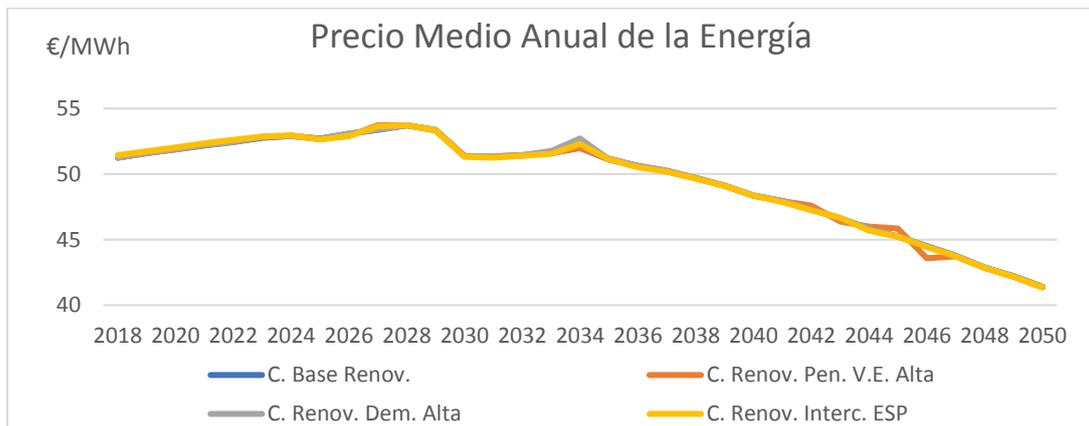


Figura 4: Precio medio anual de la energía en Escenarios Renovables

Escenarios Convencionales:

En primer lugar, es interesante observar que se obtienen los mismos resultados que para los escenarios renovables aunque se permita invertir en centrales de ciclo combinado y en turbinas de gas. Esto muestra que la solución renovable (de los escenarios anteriores) es más beneficiosa desde el punto de vista económico para el sistema. Para tener una senda de inversiones más realista se decidió limitar la potencia máxima anual instalable a 0,6 GW para las baterías y a 6,5 GW para el resto de tecnologías. Estos valores han sido calculados en base a las previsiones del PNIEC que estiman 6 GW de almacenamiento reversible en 2030 (y como en CEVESA no se modelan las inversiones en centrales de bombeo hidráulico, se supone que la totalidad de ese almacenamiento se da en forma de baterías de ion de litio), y en base a las inversiones realizadas el pasado año 2019 (6.553 MW [19]).

Los resultados obtenidos con estas restricciones muestran una senda de inversiones posiblemente más realista. Se observan inversiones en capacidad solar fotovoltaica y en baterías, pero ahora también en potencia eólica y en ciclos combinados. Las inversiones en estas dos últimas tecnologías, consideradas por el modelo como menos rentables, comienzan en 2035 en el caso de la eólica y en 2037 en el caso de los ciclos combinados, años en los que se produce el cese de la producción nuclear (2035) y un decremento sustancial de la producción de los ciclos combinados (2037) en CEVESA.

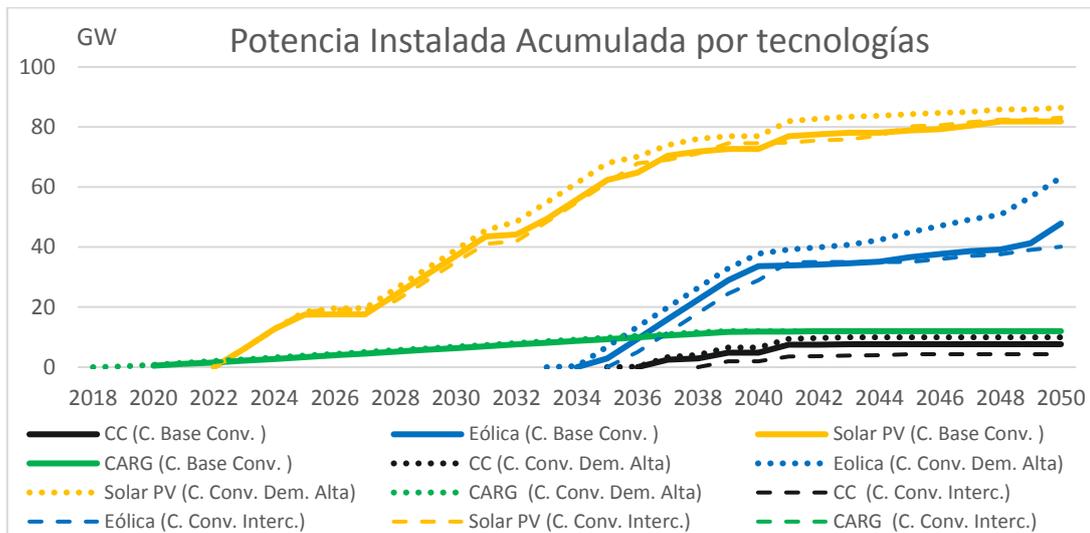


Figura 5: Comparativa Potencia Instalada en Escenarios Convencionales

Como se aprecia en la Figura 5, sucede de nuevo que el escenario que registra unas mayores inversiones es el Escenario de Demanda Alta (especialmente en capacidad eólica). En el escenario de Intercambios se observa una reducción importante en la potencia instalada de ciclos combinados (40% de reducción) que son la tecnología de generación más cara de las nuevas inversiones, sustituyéndose la producción de éstos por un aumento de la producción eólica y, sobre todo, por un aumento de energía importada de Portugal.

En cuanto a los resultados de las emisiones, es especialmente interesante observar los niveles alcanzados en 2050, que muestran en la Figura 6, en los escenarios Base y de Demanda Alta un 80% de reducción con respecto a los niveles obtenidos en 2018, mientras que en el escenario de Interconexiones se logra una descarbonización mayor (87% de reducción).

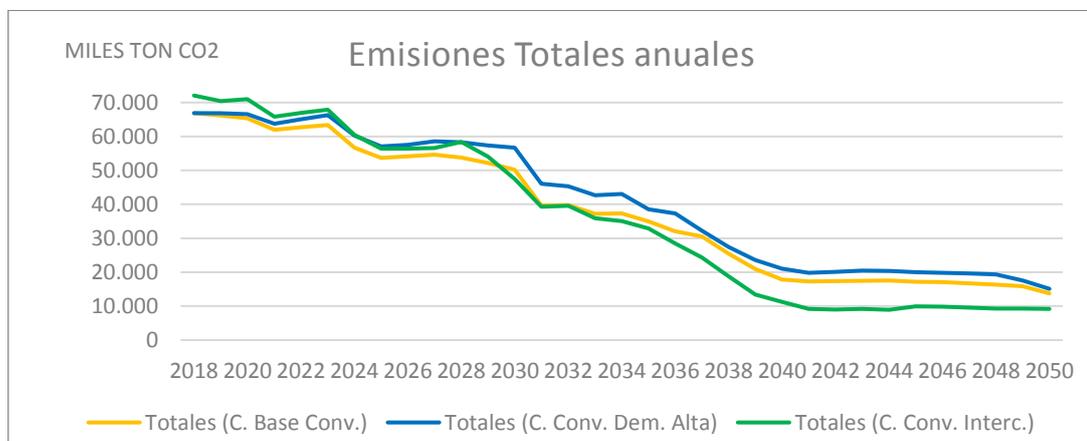


Figura 6: Niveles de Emisiones en Escenarios Convencionales

Finalmente, los perfiles de precios de la electricidad obtenidos para estos escenarios presentan una dinámica más compleja que los obtenidos para los escenarios renovables. En la Figura 7 se observa un aumento considerable de los precios de la electricidad en los años 2037 y 2038. Este hecho se debe a que en el año 2037 se producen en el modelo las mayores inversiones durante todo el periodo de simulación, instalándose por primera vez capacidad de ciclos combinados. Estos ciclos combinados se encuentran activos en horas que en los escenarios renovables eran íntegramente cubiertas por producción renovable con coste variable nulo. Estas horas registran unos precios marcados por el coste variable de los nuevos ciclos combinados. Esto hace que disminuya el número de horas con precios bajos, lo cual explica una media anual de precios sensiblemente más elevada que en los escenarios renovables. El aumento en el precio de la energía en 2050 en estos escenarios convencionales es de aproximadamente un 25% respecto del precio obtenido para los escenarios renovables.

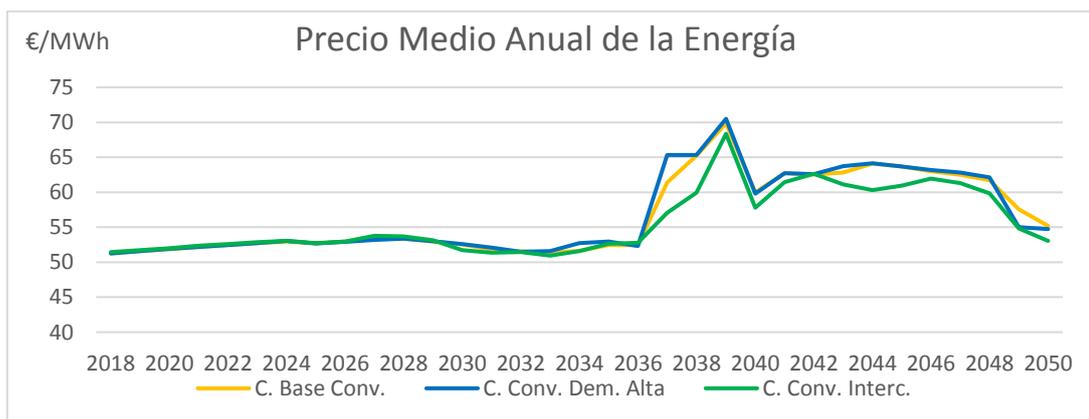


Figura 7: Precio medio anual de la energía en Escenarios Convencionales

7. Resultados Económicos

Los costes que se analizan en este estudio para cada escenario se dividen en costes del parque inicial (compuestos por coste variable de producción, de emisiones y de arranque y parada de los grupos) y costes de las nuevas inversiones (compuestos por el coste de inversión, costes variables de producción y emisiones y costes de Operación y Mantenimiento (*O&M*)).

La Figura 8 y la Figura 9 muestran la evolución de estos costes para los Casos Base Renovable y Convencional respectivamente, por considerarse ilustrativos de las diferencias de costes entre una transición en la que sólo se permiten inversiones en generación renovable y una transición en la que los ciclos combinados todavía jugarían un papel relevante en 2050. En ambas figuras se puede observar la reducción del coste del parque inicial (coste variable de producción y emisiones) conforme se

va instalando nueva potencia principalmente renovable, hasta que al final del periodo el grueso de los costes del sistema corresponde a los costes de O&M de las nuevas inversiones. Sin embargo, a través de la comparativa de los resultados de ambos escenarios se puede apreciar como en el Caso Base Convencional, los mayores costes de O&M de la tecnología eólica frente a la tecnología solar fotovoltaica y, sobre todo, los costes derivados de la producción con ciclos combinados al final del periodo de simulación hacen que los costes totales anuales de este sistema sean 2,08 veces superiores a los del Caso Base Renovable.

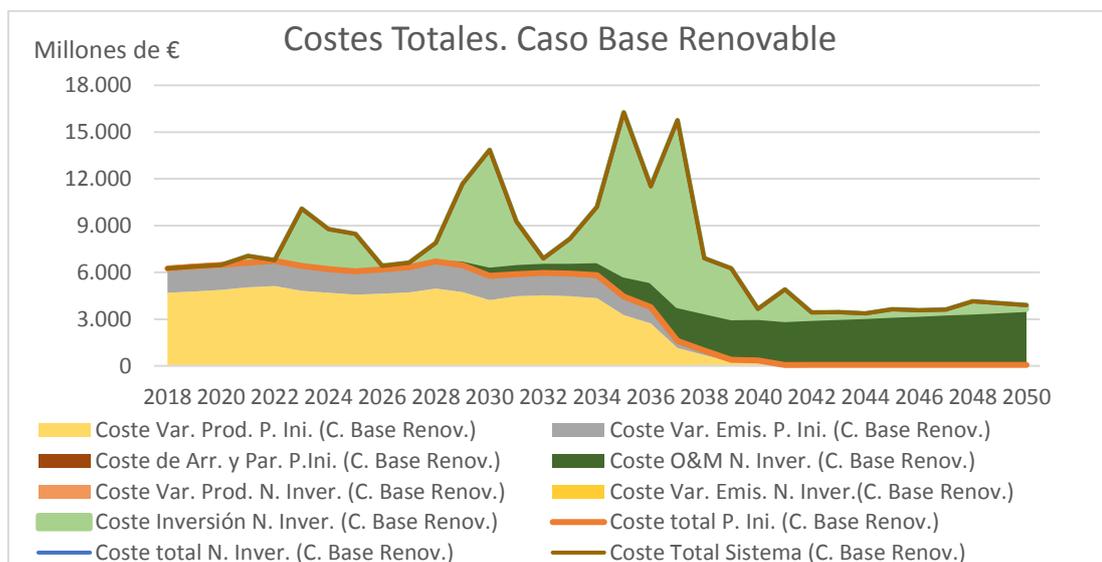


Figura 8: Costes anuales del Sistema. Caso Base Renovable.

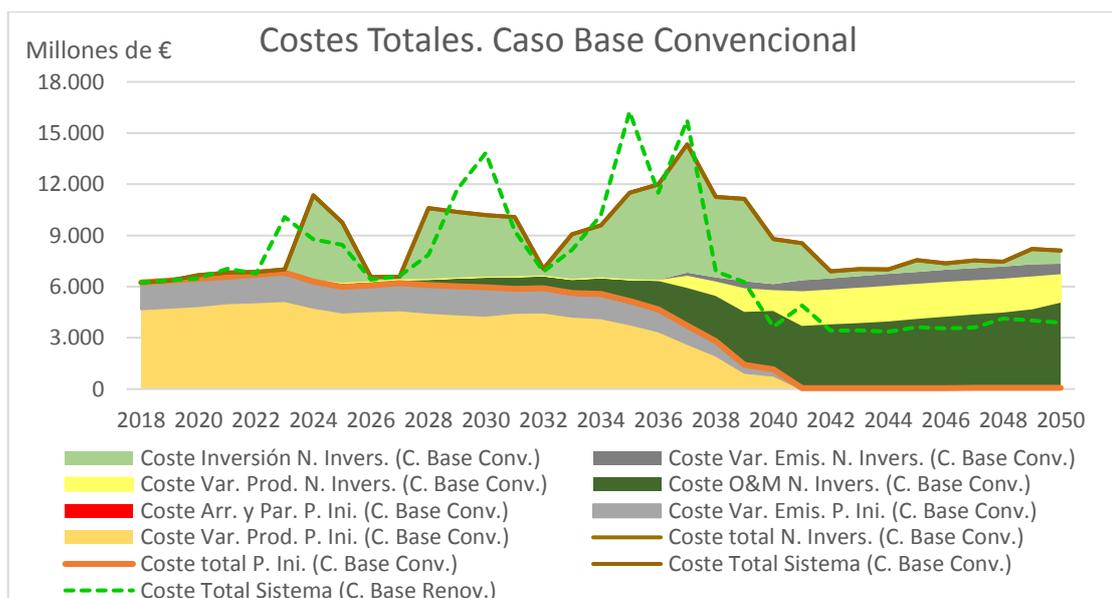


Figura 9: Costes Totales del Caso Base Convencional vs Caso Base Renovable

8. Conclusiones

Las conclusiones más destacables que se extraen de este trabajo se resumen a continuación:

8.1. Conclusiones sobre resultados técnicos

- En ausencia de la restricción de potencia máxima instalable anual, las tecnologías en las que el modelo considera óptimo invertir en todos los escenarios simulados son capacidad solar fotovoltaica y baterías de almacenamiento. Esto se debe a los perfiles de costes de inversión considerados en este trabajo, inferiores a los del resto de tecnologías de inversión, especialmente al final del periodo de simulación y a la complementariedad existente entre ambas tecnologías. Sin embargo, los niveles obtenidos de baterías para estos escenarios son muy elevados, del orden de 50 GW. A día de hoy, el proyecto con mayor capacidad de baterías a nivel mundial contará con apenas 200 MW de potencia instalada [20]. Por lo tanto, sería necesario un desarrollo considerable en el campo del almacenamiento energético que permitiese la instalación de capacidades muy superiores para alcanzar los niveles estimados en este trabajo
- Los resultados de CEVESA muestran que la mayor diversificación de tecnologías y la presencia de ciclos combinados (con un factor de capacidad firme superior al del resto de tecnologías renovables), permiten que, en 2050, el Caso Base Convencional cuente con un parque de generación con un 20% menos de potencia total instalada respecto al Caso Base Renovable (200 GW frente a 250 GW). Esta mayor diversificación contribuye también a una mayor robustez del sistema frente a condiciones climáticas adversas como podría ser un largo periodo de tiempo con bajo recurso solar, que sería fatal en el Caso Base Renovable que cuenta con un 81% de su producción cubierta a través de energía solar fotovoltaica.
- En términos de emisiones, además de emisiones mayores en los escenarios simulados que las estimadas por el PNIEC (por las razones anteriormente mencionadas), cabe destacar que los resultados anuales en 2050 en los Casos Convencionales se mantienen en valores razonables, alcanzando unas tasas de descarbonización próximas al 80% respecto de los niveles obtenidos en 2018. En los Escenarios Renovables la descarbonización es de prácticamente un 100%, con solo un 2% de emisiones asociadas a la provisión de reserva secundaria por parte de los ciclos combinados que se mantienen activos con dicha finalidad debido a que no se modela aún en CEVESA la reserva secundaria aportada por las baterías de almacenamiento.

- Finalmente, como ya se mencionó en el punto anterior, es también destacable la notable diferencia que se da al final del periodo de simulación entre los precios de la electricidad para los escenarios renovables y los convencionales. La producción de los ciclos combinados con coste variable no nulo en los escenarios convencionales hace disminuir las horas de precios valle, lo que resulta en una media anual de precios de la energía un 25% superior a los precios obtenidos para los escenarios renovables.

8.2. Conclusiones sobre resultados de costes

- En primer lugar, cabe destacar la diferencia en los costes de las nuevas inversiones obtenidos para los escenarios renovables y convencionales. La causa es la restricción impuesta al modelo sobre la potencia anual instalable en los Escenarios Convencionales, en los que el modelo adelanta las inversiones con el fin de poder cubrir los decrementos de producción por el cierre de uno o varios grupos de generación. Esto da lugar a unas inversiones más distribuidas en el tiempo que en los Escenarios Renovables, donde el modelo puede cubrir estas disminuciones de la producción en un único año a través de la instalación de una gran capacidad solar fotovoltaica conjuntamente con baterías.
- Comparando los costes de inversión, los resultados del modelo muestran que el sobrecoste en el que se incurriría en caso de un mayor crecimiento de demanda es de entre un 16 y un 17% respecto de los costes en los Escenarios Base Renovable y Convencional respectivamente. Con respecto a las Interconexiones, los resultados difieren entre los casos renovable y convencional. La reducción en el coste de las nuevas inversiones en el Caso Renovable es de apenas un 5,17%, mientras que en el Caso Convencional ascendería hasta un 14,35%. Esta diferencia se debe al hecho de que, en el Caso Convencional, las interconexiones se utilizan para sustituir potencia instalada y producción de ciclos combinados, con coste variable de producción y emisiones elevado. Este hecho explica esta mayor reducción en los costes del Caso Convencional de Intercambios respecto del Caso Renovable de Intercambios en el que toda la producción tiene coste variable nulo.
- Para concluir, comparando los costes totales de transición (suma de los costes totales anuales durante el periodo 2018-2050), se pueden extraer las siguientes conclusiones:
 - El sobrecoste de los Escenarios de Demanda Alta en relación a sus respectivos Escenarios Base es prácticamente idéntico en términos relativos (112,45% y 112,65%). En el modelo CEVESA, la demanda

parece tener un efecto similar sobre los costes totales del sistema independientemente de la presencia de producción no renovable sobre el parque final de generación.

- Debido al perfil horario de recarga de vehículos eléctricos modelado en CEVESA y a la estrategia de carga utilizada (que resulta en una mayor capacidad solar fotovoltaica instalada pero que permite el aprovechamiento del excedente de producción solar fotovoltaica), los sobrecostes de una mayor tasa de penetración de vehículos eléctricos son de apenas un 0,87% respecto al Caso Base Renovable. A pesar de que se ha seleccionado la estrategia de carga no inteligente, es de prever que la mayor flexibilidad aportada por las estrategias de carga inteligente o los sistemas *V2G* (que pueden incluso ayudar en las labores de balance a través de la provisión de reserva secundaria), tenga un impacto más positivo sobre el sistema reduciendo las necesidades de inversión (y por lo tanto los costes) respecto del Escenario de Penetración Alta de Vehículo Eléctrico aquí mostrado.
- La reducción en los costes de transición derivada de la simulación con interconexiones es mayor en el Caso Convencional (6,77% frente a 1,25% del Caso Renovable). No obstante, se verifica como las interconexiones reducen las necesidades de inversión y permiten reducir la producción de aquellas tecnologías con un mayor coste asociado (los ciclos combinados en este caso). Estos hechos ponen de manifiesto los posibles beneficios económicos y medioambientales (ya que mediante la reducción de la producción de los ciclos combinados también se reducen las emisiones de CO_2 del sistema) derivados de pertenecer a un sistema eléctrico más interconectado a nivel europeo.

9. Referencias

- [1] Comisión Europea, «Estrategia a largo plazo para 2050,» Noviembre 28 2018.
- [2] British Petroleum (BP), «BP Statistical Review of World Energy,» June 2019.
- [3] Diario Oficial de la Unión Europea, «Acuerdo de París,» 12 Diciembre 2015.
- [4] S. Doménech Martínez, A. Campos Fernández y J. Villar Collado, *An Equilibrium Approach for Modeling Centralized and After-the-meter Distributed Generation Expansion Planning*, Madrid, 2019.
- [5] Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,» 20 de Enero de 2020.

- [6] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «El Gobierno de España envía a la Comisión Europea el borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,» Comunicado de Prensa del Ministerio, 22 Febrero 2019.
- [7] S. Doménech, F. A. Campos y J. Villar, «Synthetizing representative periods for choronological hourly electricity generation expansion models,» 15th Internation Conference on the European Energy Market (EEM), 2018.
- [8] GreenPeace España, «Estudio Técnico de Viabilidad de escenarios de Generación Eléctrica en el Medio Plazo en España,» Marzo, 2018.
- [9] Mckinsey & Company, Inc. , «Transformation of Europe's power system until 2050, including specific consideratoins for Germany,» Octubre 2010.
- [10] Observatorio del Vehículo Eléctrico y Movilidad Sostenible - Instituto de Investigación Tecnológica de Comillas, «OVEMS - Universidad Pontificia de Comillas - IIT,» [En línea]. Available: <https://evobservatory.iit.comillas.edu/>. [Último acceso: 10 Mayo 2020].
- [11] J. Villar, C. Díaz, J. Arnau y F. A. Campos, «Impact of plug-in electric vehicles penetration on electricity demand, prices and thermal generation dispatch,» 9th International Conference on the European Energy Market, 2012.
- [12] Red Eléctrica de España, «Interconexiones Internacionales,» 5 de Junio de 2020.
- [13] Red Eléctrica de España, «Sistema de Información del Operador del Sistema - ESIOS. Datos Generación y Consumo 2018,» 2018.
- [14] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero,» Marzo de 2020.
- [15] Lazard, «Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis,» Noviembre 2018.
- [16] Lazard, «Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis,» Noviembre de 2019.
- [17] SENDECO2, «Precios Históricos del CO2,» [En línea]. Available: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>. [Último acceso: Junio 2020].
- [18] Red Eléctrica de España, «Avance del Informe del Sistema Eléctrico español 2019,» 12 Marzo 2020.
- [19] Red Eléctrica de España , «Las renovables superan ya en potencia instalada al resto de fuentes de energía en la península,» 12 de Marzo de 2020.
- [20] J. F. Weaver, «World's largest battery: 200 MW/800 MWh vanadium flow battery - site work ongoing,» Electrek, 21 Diciembre 2017.

“TRANSITION OF THE SPANISH ELECTRICITY SYSTEM TO A PRIMARILY RENEWABLE SYSTEM. TECHNICAL-ECONOMIC ANALYSIS”

Author: González Vázquez, Alvaro.

Supervisors: Villar Collado, José; Campos Fernández, Fco. Alberto, Doménech Martínez, Salvador

Collaborating Entity: Instituto de Investigación Tecnológica (IIT – Universidad Pontificia de Comillas).

ABSTRACT

Keywords: Electrical Transition, Planning the Expansion of the Generation Electricity System, Investment Model, Comparative Technical-Economic Analysis, Decarbonization

1. Introduction

The context in which this Project is included is the energy transition happening globally, and more particularly in Europe, through the promotion of renewable energies with the aim of achieving decarbonized economies in the year 2050 [1].

The main reasons motivating this ecological transition, in addition to the depletion of fossil fuels [2] and their harmful impact on the environment and on human health, are population growth (and the consequent increase in energy demand), universal access to renewable production resources (whose development can contribute to countries' energy independence) and, above all, the fight against global warming, with more than 189 countries having signed the Paris Agreement, which highlights the gravity of this problem [3].

These factors have contributed to the emergence and the development of certain trends which will also play a fundamental role in the energy transition. These trends include the expansion of Distributed Generation systems (behind-the-meter), which allow consumers to reduce their energy consumption from the grid through [4], and the rise of Urban Electric Mobility Initiatives, with an expected increase in the fleet of electric vehicles to reach 5 million vehicles by 2030 according to the PNIEC estimates [5].

These trends are currently supported through strategies adopted at both European and national level, and among these, the *Marco Estratégico de Energía y Clima* and its main initiative, the *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*, deserve special mentioning due to its connection with this work [6].

In this *Plan*, sent to the European Commission on 31 March 2020, the objectives set for 2030 are a 23% reduction in greenhouse gas emissions with respect to 1990 levels, a 39,5% improvement in energy efficiency (reduction in the primary energy consumption of this same percentage) and a 42% of renewables in the total energy generated in Spain [5].

In order to achieve these objectives, the *PNIEC* expects that the installation of more than 5 GW of new renewable capacity will be required annually, mainly solar photovoltaic and wind power, until the generation system represented in Table 1 is reached:

Technology	Capacity Installed 2030 (GW)
Nuclear	3
Combined-Cycle Gas Turbines (CCGT)	27
Hydro	16
Hydro Pumping	9,5
Eolic	50
Solar Photovoltaic	39
Solar Thermal	7
Batteries	2,5

Table 1: PNIEC's estimations: Capacity Installed in 2030 [5]

The *PNIEC* establishes an investment roadmap that would contribute to the achievement of the above-mentioned transition objectives for 2030, with an eye on the total decarbonisation of the electricity sector to be achieved in 2050.

In this context, the objective of this Project is to carry out a technical and economic analysis of different transition alternatives elaborated after a thorough review of the possible investment roadmaps contained in the literature, to be simulated with the help of a quantitative planning model for the expansion of the electricity generation system.

2. Definition of the Project

This Project is therefore framed within the transition of the electric power industry and consists of the "Comparative technical and economic analysis of different transition paths towards a practically or fully renewable electricity system in 2050", considering the time horizon of 2018-2050.

The objective is to compare the evolution of the Spanish electricity generation mix as well as other relevant system variables such as emission levels, energy prices and system costs for the different scenarios previously elaborated.

3. Description of the Simulation Model

In order to carry out this analysis, a set of transition scenarios will be simulated with the CEVESA model, which allows the planning of investments in the Spanish electricity generation system, considering both investments in Centralised and Distributed (*Behind-the-Meter*) Generation. The model's objective functions aims to minimise the total costs of the system, taking into account operating and investment decisions. Although CEVESA has the possibility to calculate investments also in self generation, in this study only Centralised Generation investments will be considered. The allowed investment technologies are conventional thermal ones (Gas Turbines and Combined Cycles), renewables, solar photovoltaic and wind generation, and storage with lithium ion batteries.

The CEVESA model is a dynamic, multi-zonal model in which each zone is modelled as a single-price node connected to the rest of the nodes through the interconnections defined between the two zones. The model provides with the electrical dispatch and the hourly price profiles throughout the simulation period. In this model, the each year of the simulation period (2018-2050) is transformed in a representative synthetic week whose construction and operation is described in [7]. CEVESA also allows the definition of energy restrictions, secondary reserve, capacity, emissions, and demand levels, which results in more realistic simulations of the different transition scenarios.

The centralised electricity generation system is modelled in two fundamental parts, the plants belonging to the initial generation pool, represented by the different generation units, and the investments modelled as new installed capacity, in MW, of each investment technology.

The model, in addition to modelling all the characteristics of the electricity generation system (technology costs, fuel prices, maximum and minimum group powers, technical restrictions on them, interconnection levels, reserve needs, etc.), also includes a module to represent the transport sector which allows to take into account the effect of the penetration of the electric vehicle, which will be also applied to some of the simulated scenarios.

Figure 1 shows a summary of the relationship between the different modules which constitute the CEVESA model, developed in Visual Basic, except for the balance module, which is entirely programmed in GAMS. The interface has been developed in Excel, to facilitate the user interaction.

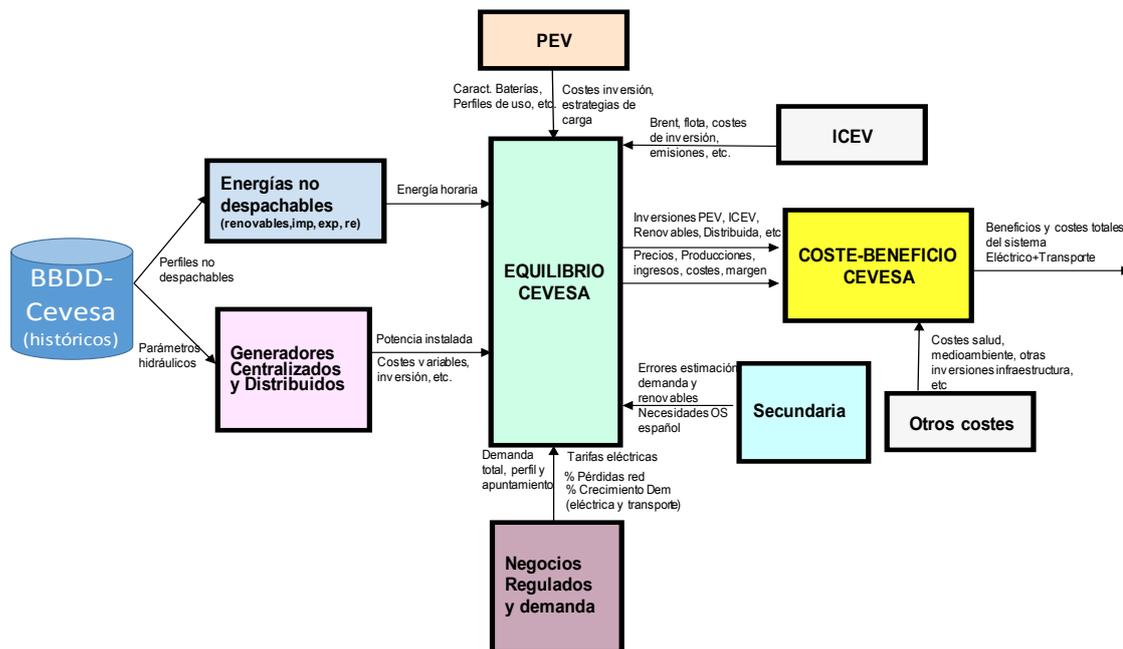


Figure 1: CEVESA's modules internal interaction

4. Scenario Construction

After the review of the literature concerning the electricity transition in Europe and in Spain, the following parameters have been selected to define the different simulation scenarios:

- Demand growth: different levels of demand growth will be used to represent some of the energy sector trends, such as the progressive electrification of the transport or heating sector. Two levels of average annual demand growth are defined for the simulations: moderate growth of 0.53% in electricity demand (post-crisis (2015-2019) average growth), and high growth, 1% demand growth, consistent with the estimates in the sources consulted [8] and [9]. This growth rate is applied annually and uniformly to the previous year's hourly electricity demand.
- Permitted CO_2 emissions: the decarbonisation to be achieved by 2050 is one of the central pillars of European energy policy. However, few of the studies consulted consider complete decarbonisation of the economies to be feasible by that year. For this reason, and after carrying out some preliminary simulations, it has been decided to set a minimum decarbonisation rate of 80% on the total emissions of the electricity generation system and transport fleet represented by CEVESA. A linear

rate of decrease of the maximum permitted emissions is established until reaching the 80% reduction in 2050.

- Electric vehicle penetration: the increase in the number of electric vehicles will lead to an increase in electricity demand and will modify investment needs in new generation capacity. In this sense, two levels of electric vehicle penetration are defined, one moderate (taking into account the estimates of OVEMS [10], which estimates a fleet of 2,85 million electric vehicles in 2030) and another high penetration rate, following the estimates of the PNIEC (5 million electric vehicles in 2030). A linear growth rate of the electric vehicle fleet is calculated to reach the levels estimated in 2030 for each of the case studies and the same growth is supposed between 2030 and 2050. Considering an adverse scenario, the charging strategy of the vehicles is assumed not to be smart, which means that vehicles start charging the moment they are connected to the grid with a battery level under a certain threshold until they are fully charged (Plug-and-Charge strategy, [11]).
- Level of the interconnections: currently CEVESA models the nodes of Spain and Portugal. However, most of the simulations will be launched considering the Spanish electricity system as an isolated system. Then another scenario is defined considering the effect of the interconnections with Portugal. The interconnection levels will be set at the current values established by REE [12] until 2030, when the PNIEC estimates a minimum connection capacity will be at least 3000 MW and maximum 4300 MW, so an average interconnection value of 3650 MW will be assumed between 2030 and 2050 in both directions.

With these levels of the parameters defined, and considering a set of scenarios where only investments in renewable generation technologies are permitted, and another set for which investments also in combined cycle and gas turbine plants are allowed, the scenarios shown in Tables 2 and 3 are built (Renewable and Conventional Base Scenarios and their variations with the levels of the parameters previously defined):

Renewable Scenarios								
	Renewable Base Case		Scenario 1: High Demand		Scenario 2: High E.V. Penetration		Scenario 3: Active Portugal Interc.	
Exec. Mode	Invest. Renew.		Invest. Renew.		Invest. Renew.		Invest. Renew.	
Dem. Incr.	Mod.	0,53%	High	1,00%	Alta	0,53%	Mod.	0,53%
E.V. Annual Increase	Observ. IIT	0,366 %	Observ. IIT	0,366 %	PNIEC Obj.	0,65%	Observ. IIT	0,366%
Interc. levels.	Esp./Por.	NO	Esp/Por.	NO	Esp/Por.	NO	Esp/Por.	3000 MW

Table 2: Renewable Scenarios : Base Case and Variations

Conventional Scenarios						
	Conventional Base Case		Scenario 1: High Demand		Scenario 3: Active Portugal Interc.	
Exec. Mode	Invest. Renew. + Conv.		Invest. Renew. + Conv.		Invest. Renew. + Conv.	
Dem. Incr.	Mod.	0,53%	High	1,00%	Mod.	0,53%
E.V. Annual Increase	Observ. IIT	0,366%	Observ. IIT	0,366%	Observ. IIT	0,366%
Interc. levels.	Esp./Por.	NO	Esp/Por.	NO	Esp/Por.	3000 MW

Table 3: Conventional Scenarios : Base Case and Variations

5. Input Data

The year set as the start of the simulations is 2018. Data provided by REE for demand levels and interconnections are taken for this same year [12] and [13]. Emission levels for 2018 are taken from the *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero* published by the MITECO [14] and the electric vehicle penetration rates are calculated on the basis of the current fleet of electric vehicles in Spain (OVEMS data [10]) and the values estimated by the PNIEC and by OVEMS for 2030.

The unit costs of the different investment technologies for 2018 (investment costs, variable costs and O&M costs) are taken from the *Lazard* reports referenced in [15] and [16].

The emission cost is set to the value of the tonne of CO_2 in January 2020 (24.5 EUR/tonne of CO_2 [17]) and a linear growth to reach the value of 50 EUR/tonne in 2050 is applied. This value in 2050 would allow the decarbonisation target to be achieved according to the *IETA* estimates.

In the *ANEXO III: Entradas Relevantes en Escenarios Simulados*, the evolution of the costs used as inputs and of other parameters of interest can be found.

Once the main input parameters have been defined, the results obtained for the different simulations can be analysed. For clarity reasons, this analysis will be separated into a technological part (in which the investment roadmap, the production of the different technologies, the levels of investment and the prices of energy will be analysed) and an economic part (in which the analysis of the costs of the Spanish electricity generation system will be included).

6. Technical/Technological Results

Renewable Scenarios:

The results obtained with the input parameters described above with the CEVESA model for the renewable scenarios show that the investment technologies considered as economically optimal are solar photovoltaic and lithium-ion batteries.

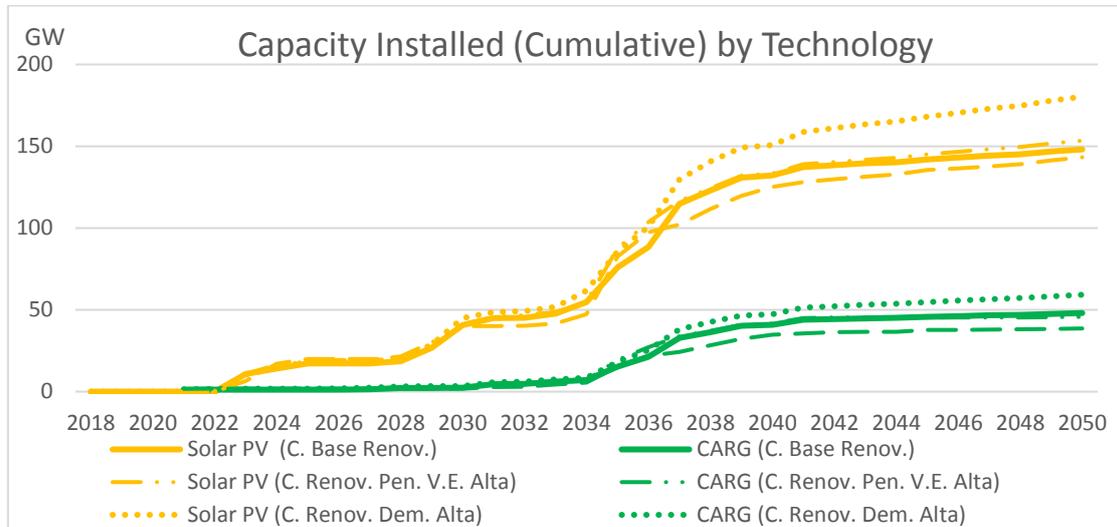


Figure 2: Comparison of Installed Capacity in Renewable Scenarios

As it can be seen in Figure 2, the scenario with the highest installed solar PV power and the largest batteries is the High Demand scenario, and the scenario with the lowest investment is the Interconnection scenario, since it can cover part of the demand with imports from Portugal (5.600 GWh at the end of the simulation period).

The High Penetration Electric Vehicle Scenario needs to cover an additional 10,2 TWh (3,03%) in 2050 with respect to the Renewable Base Scenario, and the way considered by the model as the most profitable is through the installation of extra solar PV capacity (5.35 additional GW).

Regarding CO_2 emissions, Figure 3 shows that the levels obtained differ from the PNIEC estimates. This is due to the fact that CEVESA uses as 2018 input data, when the coal park still covered a considerable part of the demand, and the decrease of the price of the gas used as fuel by CCGTs (which has led to the substitution of coal production by CCGT production) has not been modelled in CEVESA. This situation does not correspond to what happened in 2019, when coal production reached historic lows (4.2% of total electricity produced [18]). The results also suggest that it is more profitable in economic terms for the system to delay decarbonisation compared to the path estimated in the PNIEC, since most of the investments are made between 2030 and 2040 when most of the nuclear and CCGT plants reach the end of their estimated lifetime at CEVESA, which logically delays the reduction in emissions until those years.

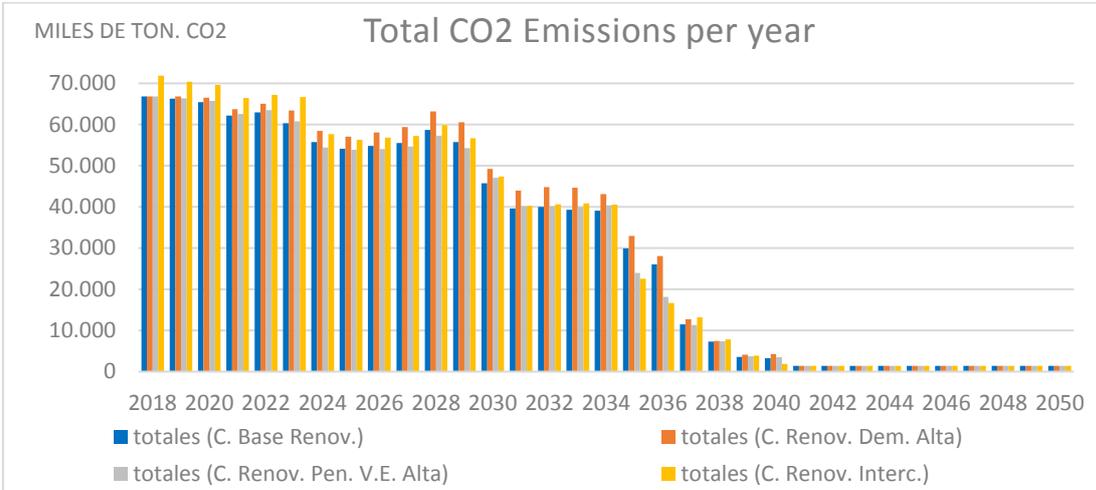


Figure 3: Comparison of Emissions in Renewable Scenarios

Finally, the long-term electricity price levels (i.e., considering investment costs) obtained in these simulations are very similar to each other, although, as it could have been expected, the High Demand and High Electric Vehicle Penetration scenarios have slightly higher prices due to higher investments than in the Renewable Base Case scenario. In contrast, the lower investments in the Interconnection scenario make prices slightly lower than in the others. Figure 4 shows the progressive decrease in energy prices as conventional production is replaced by renewable solar PV and battery production with zero variable cost. The reduction in energy prices at the end of the simulation period (2050) is approximately 19% compared to the value obtained in 2018.

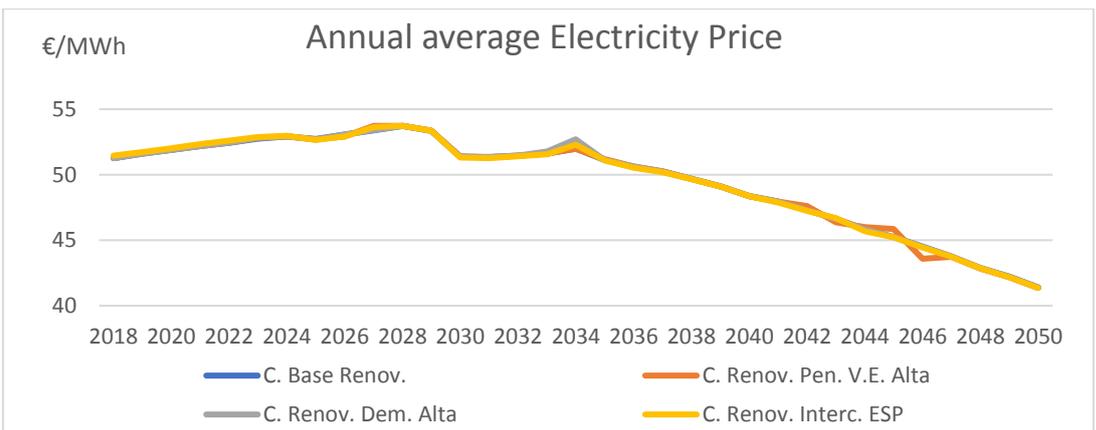


Figure 4: Comparison of Electricity Prices in Renewable Scenarios

Conventional Scenarios:

Firstly, it needs to be mentioned that identical results are obtained in the conventional scenarios as for the renewable ones even though investment in combined cycle plants and

gas turbines is now allowed. This shows that the renewable solution shown in Figure 2 is more profitable for the system. However, to have a more representative investment path a restriction has been included in these conventional scenarios to limit the maximum annual installable power to 0.6 GW for batteries and 6.5 GW for the rest of the technologies. These values have been calculated on the basis of the PNIEC's estimates, which estimate 6 GW of reversible storage in 2030 (and as CEVESA does not model the investments in hydraulic pumping plants, it is assumed that all of this storage will be in covered in the form of lithium-ion batteries), and on the basis of the investments made in 2019 (6,553 MW [19]).

The results obtained with these restrictions show a more realistic investment path. There are still important investments in solar PV capacity and batteries, but now also in wind power and CCGTs. Investments in these last two technologies, considered by the model to be less profitable, begins in 2035 for wind power and 2037 for CCGTs, years in which nuclear production ceases (2035) and when there is a substantial decrease in the initial system CCGT production (2037) in CEVESA.

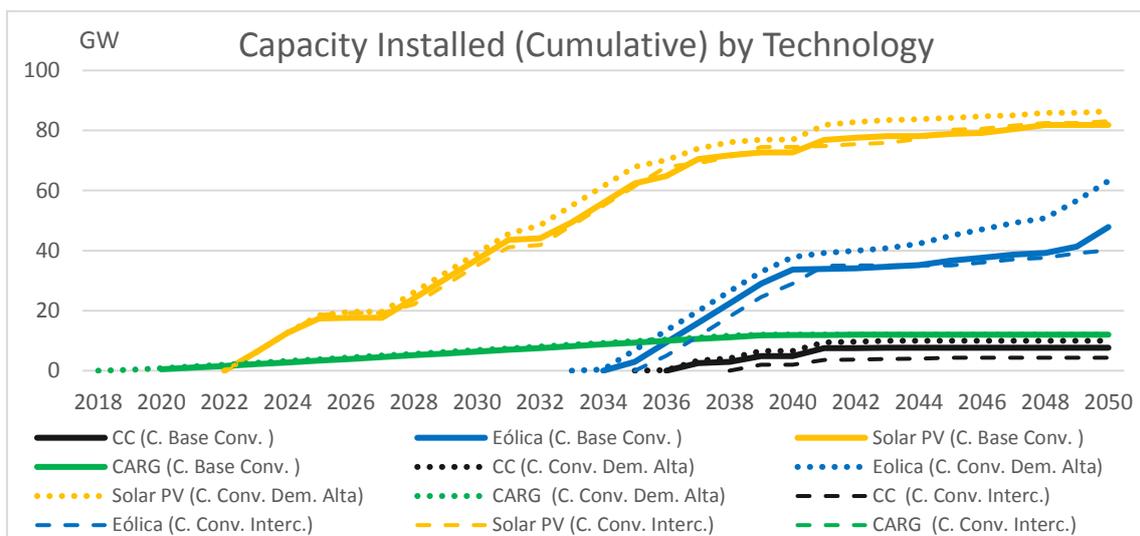


Figure 5: Comparison of Installed Capacity in Conventional Scenarios

Again, as it can be seen in Figure 5, the scenario with the highest investments is the High Demand scenario (especially in wind capacity). In the Interconnection scenario, there is a significant reduction in the installed capacity of CCGTs (40% reduction), which are the most expensive generation technology of the new investments. Their production is being replaced by an increase in wind power production and, most importantly, by an increase in energy imports from Portugal.

For the emissions results in these conventional scenarios, it is particularly interesting to observe the levels reached in 2050, which are shown in Figure 6. The Base Case and High

Demand scenarios achieve a 80% reduction with respect to the levels obtained in 2018, while in the Interconnection scenario a greater decarbonization is achieved (87% reduction) due to the substitution of the CCGT production by clean energy imports from Portugal.

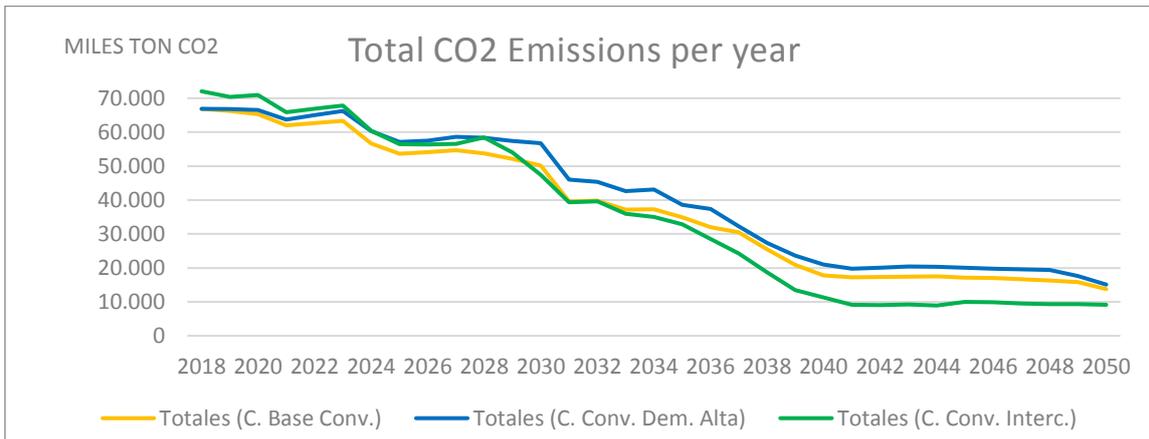


Figure 6: Comparison of Emissions in Conventional Scenarios

Finally, the long-term electricity price profiles obtained for these conventional scenarios show way more complex dynamics than those obtained for the renewable ones. Figure 7 shows a noticeable increase in electricity prices in years 2037 and 2038. The reason behind this fact is that in 2037 the largest investments occur, with CCGT capacity being installed for the first time. These CCGTs are active in hours that in the renewable scenarios were entirely covered by renewable production with zero variable cost. This reduces the number of hours with low prices, which explains a significantly higher annual average price than in the renewable scenarios. The price of electricity in 2050 in these conventional scenarios is approximately a 25% higher compared to the price obtained for the renewable scenarios.

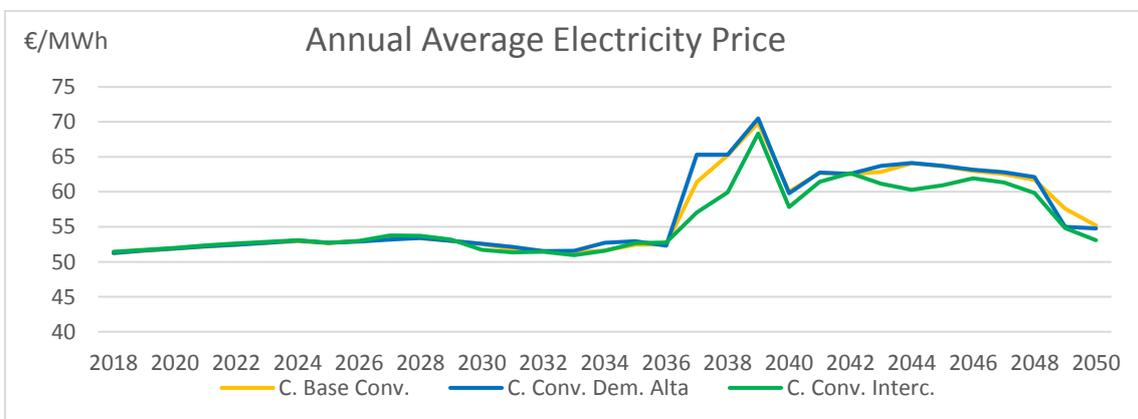


Figure 7: Comparison of Electricity Prices in Conventional Scenarios

7. Economic/Cost Results

The costs analysed in this study for each scenario are divided into those of the initial generation system (composed of the variable cost of production, emissions and the start-up and shut-down of the generation units) and those of the new investments (composed of the investment cost, variable costs of production and emissions and Operation and Maintenance (O&M) costs).

Figure 8 and Figure 9 show the evolution of these costs for the renewable and conventional base cases respectively, as they illustrate the differences between a fully renewable transition and a transition in which CCGTs would still play a relevant role in 2050. In both figures it can be seen that the cost of the initial system (variable cost of production and emissions) is reduced as new, mainly renewable, power is installed. At the end of the period the bulk of the system cost corresponds to the O&M cost of the new investments made. However, the comparison of the results between both scenarios shows that, in the conventional base case scenario, the higher O&M costs of wind technology compared to solar photovoltaic technology and, most importantly, the costs derived from production with CCGTs at the end of the simulation period result in total annual costs 2.08 times higher than those of the renewable base case scenario.

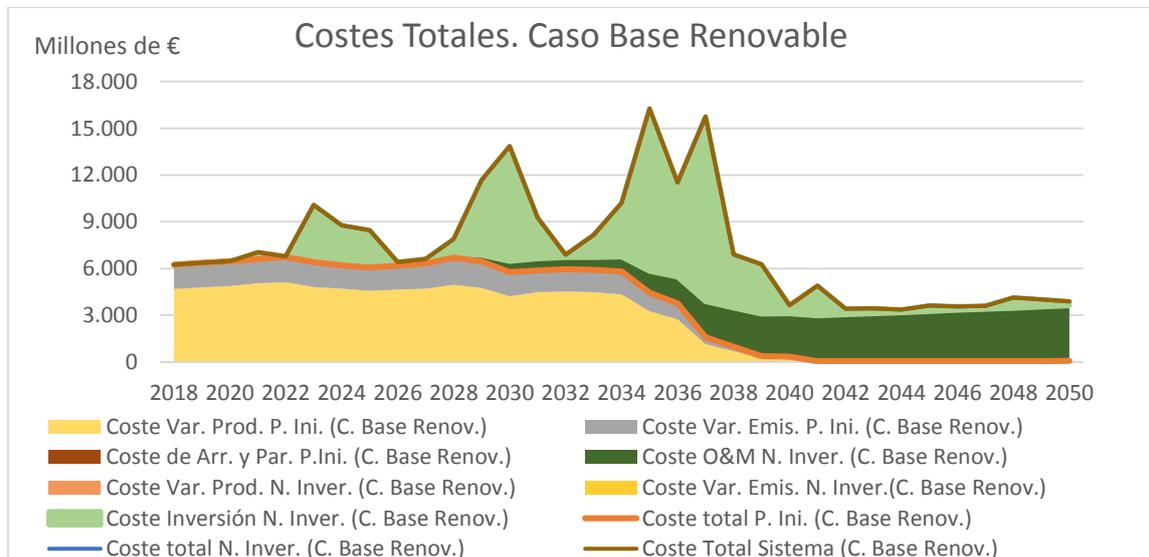


Figure 8: Total Annual Costs of the Renewable Base Case Scenario

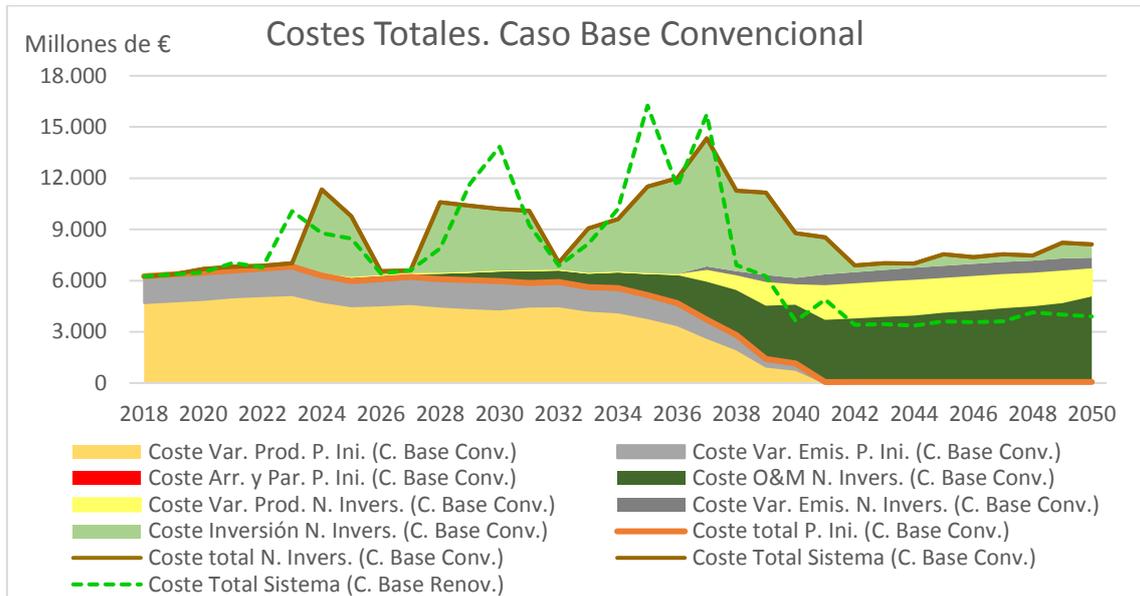


Figure 9: Total Annual Costs of the Conventional Base Case Scenario

8. Conclusions of the Study

The most remarkable Conclusions that can be distilled from this Project are condensed here below:

8.1. Conclusions on the Technical Results:

- In the absence of constraints, the technologies considered as economically optimal by the model in all simulated scenarios are solar PV capacity and batteries. This is due to the investment cost profiles considered in this project, which are lower than those of the other investment technologies, especially at the end of the simulation period, and to the existing complementarity between these two technologies. However, the levels of batteries required in the renewable scenarios are very high, about 50 GW. Today, the project with the largest battery capacity in the world will have barely 200 MW of installed power [20]. Therefore, a considerable development in the field of energy storage would be required to allow the installation of such high capacities.
- CEVESA's results show that the greater diversification of technologies and the installation of CCGTs (with a firm capacity factor higher than those of renewable technologies) in the conventional scenarios result in a generation system with a 20% less of capacity installed than in the renewable scenarios by 2050. This greater diversification also contributes to a more robust system

to overcome of adverse climate conditions, such as a long period with low solar production, which would be fatal in the renewable scenarios in which about an 80% of its production is covered by solar PV energy.

- In terms of emissions, it should be noted that the annual results in 2050 in the conventional cases remain at reasonable values, reaching decarbonization rates of close to 80% with respect to the levels obtained in 2018 due to the restriction imposed in the model. In the renewable scenarios, decarbonisation reaches practically a 100%, with only 2% of emissions associated with the provision of secondary reserves by the CCGT which remain active for this purpose, since the secondary reserve provided by the storage batteries is yet to be modelled in CEVESA.
- Finally, the significant difference between electricity prices for renewable and conventional scenarios at the end of the simulation period is also noteworthy. The production of CCGT with high variable costs in the conventional scenarios decreases the hours of off-peak prices, resulting in an annual average energy price 25% higher than the prices obtained for the renewable scenarios.

8.2. Conclusions on the Economic Results:

1. Firstly, the difference in the costs of the new investments made in the renewable and conventional scenarios should be highlighted. The reason behind this fact is the restriction imposed on the model regarding the annual power that can be installed in the conventional scenarios. In these conventional cases, the model advances (or delays) investments in order to be able to cover decreases in production due to the closure of one or several generation groups. This results in more time-distributed investments than in the renewable scenarios, where the model can cover these decreases in production in a single year through the installation of a large solar photovoltaic capacity coupled with batteries.
2. Comparing the investment costs, the results of the model show that the extra cost that would be incurred in the event of a greater demand growth is between 16 and 17% compared to the costs in the renewable and conventional base case scenarios, respectively. Regarding the Interconnections, the results differ between the renewable and the conventional cases. The reduction in the cost of new investments in the renewable scenario is only 5.17%, while in the conventional scenario it would reach a 14.35%. This difference is due to the fact that, in the conventional case, the interconnections are used to substitute installed power and production of the CCGT, which have a high variable cost of production and emissions. This would explain the greater reduction in the costs of the conventional interconnection case with respect to the renewable interconnection case in which all the production has zero variable cost.

3. To conclude, comparing the total transition costs (sum of the total annual costs during the period 2018-2050), the following conclusions can be drawn:
 - The cost overrun of the High Demand scenarios compared to their respective base case scenarios is very similar in relative terms (112.45% and 112.65%). In the CEVESA model, demand increases appear to have a similar effect on total system costs regardless of the presence of non-renewable production on the final generation system.
 - Due to the hourly recharge profile modelled for electric vehicle in CEVESA and the charging strategy used in the simulations (which results in greater installed solar PV capacity but allows the use of the surplus of solar PV production which is lost in the other renewable scenarios), the extra costs of a higher penetration rate of electric vehicles are only 0.87% compared to the renewable base case. Although a not smart charging strategy has been selected for the simulations, it is expected that the greater flexibility provided by the intelligent charging strategies or V2G systems (which may even help in the balancing tasks through the provision of secondary reserve), will have a more positive impact on the system by reducing the investment needs (and therefore the costs) compared to the high penetration of electric vehicles scenario shown here.
 - The reduction in transition costs derived from the simulation with interconnections is greater in the conventional scenario (6.77% versus 1.25% in the renewable scenario). However, it is patent how the interconnections reduce the investment needs and allow to reduce the production of those technologies with a higher associated cost (the CCGTs in the conventional case). These facts show the economic and environmental benefits (since by reducing the production of CCGTs, CO_2 emissions from the system are also reduced) derived from belonging to a more interconnected electricity system at a European level.

9. References

- [1] Comisión Europea, «Estrategia a largo plazo para 2050,» Noviembre 28 2018.
- [2] British Petroleum (BP), «BP Statistical Review of World Energy,» June 2019.
- [3] Diario Oficial de la Unión Europea, «Acuerdo de París,» 12 Diciembre 2015.
- [4] S. Doménech Martínez, A. Campos Fernández y J. Villar Collado, An Equilibrium Approach for Modeling Centralized and After-the-meter Distributed Generation Expansion Planning, Madrid, 2019.

- [5] Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,» 20 de Enero de 2020.
- [6] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «El Gobierno de España envía a la Comisión Europea el borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,» Comunicado de Prensa del Ministerio, 22 Febrero 2019.
- [7] S. Doménech, F. A. Campos y J. Villar, «Synthetizing representative periods for choronological hourly electricity generation expansion models,» 15th Internation Conference on the European Energy Market (EEM), 2018.
- [8] GreenPeace España, «Estudio Técnico de Viabilidad de escenarios de Generación Eléctrica en el Medio Plazo en España,» Marzo, 2018.
- [9] Mckinsey & Company, Inc. , «Transformation of Europe's power system until 2050, including specific consideratoinis for Germany,» Octubre 2010.
- [10] Observatorio del Vehículo Eléctrico y Movilidad Sostenible - Instituto de Investigación Tecnológica de Comillas, «OVEMS - Universidad Pontificia de Comillas - IIT,» [En línea]. Available: <https://evobservatory.iit.comillas.edu/>. [Último acceso: 10 Mayo 2020].
- [11] J. Villar, C. Díaz, J. Arnau y F. A. Campos, «Impact of plug-in electric vehicles penetration on electricity demand, prices and thermal generation dispatch,» 9th International Conference on the European Energy Market, 2012.
- [12] Red Eléctrica de España, «Interconexiones Internacionales,» 5 de Junio de 2020.
- [13] Red Eléctrica de España, «Sistema de Información del Operador del Sistema - ESIOS. Datos Generación y Consumo 2018,» 2018.
- [14] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero,» Marzo de 2020.
- [15] Lazard, «Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis,» Noviembre 2018.
- [16] Lazard, «Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis,» Noviembre de 2019.
- [17] SENDECO2, «Precios Históricos del CO2,» [En línea]. Available: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>. [Último acceso: Junio 2020].
- [18] Red Eléctrica de España, «Avance del Informe del Sistema Eléctrico español 2019,» 12 Marzo 2020.
- [19] Red Eléctrica de España , «Las renovables superan ya en potencia instalada al resto de fuentes de energía en la península,» 12 de Marzo de 2020.
- [20] J. F. Weaver, «World's largest battery: 200 MW/800 MWh vanadium flow battery - site work ongoing,» Electrek, 21 Diciembre 2017.

Índice de la memoria

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	6
1.1 CONTEXTO HISTÓRICO: TRANSICIÓN ENERGÉTICA.....	7
1.1.1 <i>Causas que Motivan la Transición</i>	7
1.1.2 <i>Tendencias Observadas</i>	10
1.1.3 <i>Estrategias de Transición Energética</i>	13
1.1.3.1 <i>Estrategias de transición en Europa</i>	13
1.1.3.2 <i>Estrategias de transición en España: el Marco Estratégico de Energía y Clima</i>	19
1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN EN ESPAÑA RESPECTO A LOS OBJETIVOS DEL PNIEC	25
1.2.1 <i>Emisiones de GEI</i>	25
1.2.2 <i>Generación Renovable</i>	27
1.2.3 <i>Eficiencia Energética</i>	28
1.2.4 <i>Dependencia Energética e Interconexiones</i>	29
CAPÍTULO 2. ESTUDIO DEL PROBLEMA.....	32
2.1 PRESENTACIÓN GENERAL DEL PROBLEMA	32
2.2 EL MODELO CEVESA.....	33
2.2.1 <i>Descripción General del modelo CEVESA</i>	33
2.2.2 <i>Adecuación del modelo para este Trabajo</i>	36
2.3 OBJETIVOS DEL TRABAJO	37
2.3.1 <i>Objetivo Principal</i>	37
2.3.2 <i>Objetivos Secundarios</i>	38
CAPÍTULO 3. REVISIÓN DE LITERATURA. ESCENARIOS DE TRANSICIÓN EN EL CORTO Y MEDIO PLAZO	39
3.1 ESCENARIOS VIABLES DEL SISTEMA ELÉCTRICO EUROPEO	40
3.1.1 <i>“Decarbonization Pathways”</i>	40
3.1.2 <i>“Transformation of Europe Power System until 2050”</i>	41
3.1.3 <i>“Energy Transition in Europe across Power, Heat, Transport & Desalination Sectors”</i>	44
3.2 ESCENARIOS VIABLES DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL	45
3.2.1 <i>“Viabilidad Técnico-Económica para un suministro eléctrico 100% renovable en España”</i>	45
3.2.2 <i>“Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular”</i>	47

3.2.3	<i>“Estudio Técnico de Viabilidad de escenarios de Generación eléctrica en el medio plazo en España”</i>	48
3.2.4	<i>“Análisis y propuestas para la descarbonización”</i>	50
3.3	NECESIDADES DE UN SISTEMA CON UNA ALTA PENETRACIÓN RENOVABLE	52
CAPÍTULO 4. ELABORACIÓN DE ESCENARIOS DE SIMULACIÓN		57
4.1	PARÁMETROS PRINCIPALES QUE DEFINEN CADA ESCENARIO	57
4.1.1	<i>Crecimiento de la demanda</i>	58
4.1.2	<i>Emisiones de CO₂ permitidas</i>	59
4.1.3	<i>Penetración del Vehículo Eléctrico</i>	60
4.1.4	<i>Nivel de las Interconexiones</i>	63
4.2	ESCENARIOS RENOVABLES.....	64
4.2.1	<i>Escenario Base renovable.</i>	64
4.2.2	<i>Escenario Renovable 1: variaciones en la demanda</i>	65
4.2.3	<i>Escenario Renovable 2: Penetración Alta del Vehículo Eléctrico</i>	66
4.2.4	<i>Escenario Renovable 3: Interconexión activa con Portugal</i>	66
4.3	ESCENARIOS CON INVERSIONES EN GENERACIÓN CONVENCIONAL	67
4.3.1	<i>Escenario Base Convencional</i>	67
4.3.2	<i>Escenario Convencional 1: variación nivel de demanda</i>	67
4.3.3	<i>Escenario Convencional 2: Interconexiones activas con Portugal</i>	68
4.4	RESUMEN DE ESCENARIOS	69
CAPÍTULO 5. RESULTADOS: ANÁLISIS COMPARATIVO DE TECNOLOGÍAS.....		70
5.1	ESCENARIOS 100% RENOVABLES	71
5.1.1	<i>Resultados del Caso Base Renovable</i>	71
5.1.2	<i>Variaciones Respecto al Caso Base Renovable</i>	80
5.1.2.1	Efecto sobre Nueva Potencia Instalada y Producción.	81
5.1.2.2	Efecto de los escenarios renovables sobre los niveles de Emisiones	84
5.1.2.3	Efecto de los escenarios renovables sobre los perfiles de precios	85
5.2	ESCENARIOS CON INVERSIONES EN GENERACIÓN CONVENCIONAL	87
5.2.1	<i>Resultados del Caso Base Convencional</i>	87
5.2.2	<i>Variaciones Respecto al Caso Base Convencional</i>	96
5.2.2.1	Efecto sobre Nueva Potencia Instalada y Producción de las tecnologías	96
5.2.2.2	Efecto sobre los niveles de Emisiones	100
5.2.2.3	Efecto sobre los perfiles de precios.....	101

CAPÍTULO 6.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTES EN ESCENARIOS SIMULADOS	104
6.1	COSTES EN ESCENARIOS RENOVABLES	106
6.1.1	<i>Costes del Caso Base Renovable</i>	<i>106</i>
6.1.2	<i>Variaciones En los Costes Respecto al Caso Base Renovable</i>	<i>112</i>
6.1.2.1	Efecto de los escenarios renovables sobre los costes del parque de inversiones	112
6.1.2.2	Efecto de los escenarios renovables sobre los costes del Parque Inicial	114
6.1.2.3	Efecto de los escenarios renovables sobre los costes totales del sistema	115
6.2	ESCENARIOS CON INVERSIONES EN GENERACIÓN CONVENCIONAL	117
6.2.1	<i>Costes del Caso Base Convencional</i>	<i>117</i>
6.2.2	<i>Variaciones Respecto al Caso Base Convencional</i>	<i>122</i>
6.2.2.1	Efecto sobre los costes de las Nuevas Inversiones	122
6.2.2.2	Efecto sobre los costes del Parque Inicial	125
6.2.2.3	Efecto de los escenarios convencionales sobre los costes totales del sistema	126
CAPÍTULO 7.	SÍNTESIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES	128
7.1	SÍNTESIS DE LOS RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS	128
7.1.1	<i>Síntesis de los resultados Técnicos</i>	<i>128</i>
7.1.1.1	Síntesis de los resultados Técnicos. Escenarios Renovables	129
7.1.1.2	Síntesis de los resultados Técnicos. Escenarios Convencionales	132
7.1.2	<i>Síntesis de los resultados Económicos</i>	<i>135</i>
7.2	CONCLUSIONES DEL TRABAJO	137
7.2.1	<i>Conclusiones sobre Resultados Tecnológicos</i>	<i>137</i>
	Potencias instaladas y Producciones por tecnologías:	137
	Emisiones de CO₂ :	139
	Precios de la Energía:	140
7.2.2	<i>Conclusiones sobre Resultados Económicos</i>	<i>141</i>
	Costes de las Nuevas Inversiones:	141
	Costes del Parque Inicial:	143
	Costes Totales del Sistema:	144
7.3	LÍNEAS DE TRABAJO FUTURAS	147
BIBLIOGRAFÍA	149	
ANEXO I: ALINEACIÓN DEL TRABAJO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE	161	
ANEXO II: ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DEL SOFTWARE CEVESA	164	
ANEXO III: ENTRADAS RELEVANTES EN ESCENARIOS SIMULADOS	165	

PARÁMETROS DE ENTRADA DEL PARQUE INICIAL:.....	165
PARÁMETROS DE ENTRADA DE LAS NUEVAS INVERSIONES:	167
PARÁMETROS DE ENTRADA GENERALES:.....	171
ANEXO IV: RESULTADOS EXTENDIDOS SIMULACIONES	174
EMISIONES DESGLOSADAS EN ESCENARIOS CONVENCIONALES	174
PERFILES DE PRECIOS HORARIOS	175
COSTES DESGLOSADOS EN ESCENARIOS RENOVABLES	177
COSTES DESGLOSADOS EN ESCENARIOS CONVENCIONALES	180

Índice de figuras

Figura 1: Módulos de CEVESA y su relación interna.....	10
Figura 2: Comparativa Potencia Instalada en Escenarios Renovables	13
Figura 3: Niveles de Emisiones totales en Escenarios Renovables.....	14
Figura 4: Precio medio anual de la energía en Escenarios Renovables.....	15
Figura 5: Comparativa Potencia Instalada en Escenarios Convencionales	16
Figura 6: Niveles de Emisiones en Escenarios Convencionales	16
Figura 7: Precio medio anual de la energía en Escenarios Convencionales.....	17
Figura 8: Costes anuales del Sistema. Caso Base Renovable.....	18
Figura 9: Costes Totales del Caso Base Convencional vs Caso Base Renovable.....	18
Figura 10: Evolución del parque de vehículos eléctricos en España.....	11
Figura 11: Número de comercializadoras de energía eléctrica en 2016 y 2017.....	12
Figura 12: Evolución Emisiones de Gases de Efecto Invernadero desde 1990 - 2050 ..	15
Figura 13: Diagrama de Sankey con las inversiones previstas por el PNIEC.....	21
Figura 14: Evolución del Parque Renovable en España entre 2015-2030.	23
Figura 15: Emisiones de CO2 por sector. Evolución Temporal.....	26
Figura 16: Evolución del consumo energético primario y previsión futura bajo diferentes escenarios.....	28
Figura 17: Evolución consumo energético primario 2000-2017.	29
Figura 18: Evolución de la dependencia energética de España.	30
Figura 19: Módulos de CEVESA y su relación interna	35
Figura 20: Necesidades de almacenamiento según producción renovable y demanda. .	53
Figura 21: Proyectos de Almacenamiento excluyendo baterías. Febrero 2019.	54
Figura 22: Demanda eléctrica y crecimiento anual en España.	59
Figura 23: Senda de Inversiones. Escenario Base Renovable	72
Figura 24: Producción Energética por tecnologías. Escenario Base Renovable.	72
Figura 25: Emisiones CO2 del sistema. Escenario Base Renovable.....	76
Figura 26: Precio medio anual de electricidad. Escenario Base Renovable.....	78
Figura 27: Comparativa Potencia Instalada. Escenarios Renovables.....	81

Figura 28: Comparativa Producción por Tecnologías. Escenarios Renovables.....	81
Figura 29: Niveles de Emisiones totales en Escenarios Renovables.....	84
Figura 30: Precio medio anual de la energía en Escenarios Renovables.....	86
Figura 31: Comparativa Potencia Instalada. Casos Base Renovable y Convencional ...	89
Figura 32: Comparativa Producciones por tecnologías. Escenarios Renovables.....	89
Figura 33: Emisiones Caso Base Convencional vs Base Renovable	92
Figura 34: Precios anuales medios de energía. Base Convencional y Base Renovable.	93
Figura 35: Perfiles de precios en 2035-2037 en España. Caso Base Convencional.....	94
Figura 36: Comparativa Potencias Instaladas. Escenarios Convencionales.....	97
Figura 37: Comparativa Producción por tecnologías. Escenarios Convencionales	97
Figura 38: Niveles de Emisiones. Escenarios Convencionales	100
Figura 39: Precio medio anual de la electricidad en Escenarios Convencionales.....	102
Figura 40: Costes anuales de las Nuevas Inversiones. Escenario Base Renovable.....	106
Figura 41: Costes Anuales del Parque Inicial. Escenario Base Renovable.	109
Figura 42: Costes anuales del Sistema. Escenario Base Renovable.....	110
Figura 43: Costes Totales del Parque de Inversiones. Escenarios Renovables.....	112
Figura 44: Costes totales del Parque Inicial. Escenarios Renovables	114
Figura 45: Costes totales anuales del Sistema. Escenarios Renovables.....	115
Figura 46: Costes de Nuevas Inversiones en Base Convencional vs Base Renovable.	117
Figura 47: Costes del Parque Inicial en Escenario Base Convencional	119
Figura 48: Costes Totales del Caso Base Convencional vs Caso Base Renovable.....	120
Figura 49: Costes Desglosados de Nuevas Inversiones. Escenarios Convencionales..	122
Figura 50: Costes Totales de Nuevas de Inversiones. Escenarios Convencionales	123
Figura 51: Costes totales del parque inicial. Escenarios Convencionales.....	125
Figura 52: Costes totales del Sistema. Escenarios Convencionales	126
Figura 53: Objetivos de Desarrollo Sostenible 2015 – 2030.....	161
Figura 54: Diagrama de funcionamiento de CEVESA.....	164
Figura 55: Perfiles de precios horarios de energía. Escenario Base 100% Renovable.	175
Figura 56: Perfiles de Precios horarios de energía. Escenario Base Convencional	176

Índice de tablas

Tabla 1: Potencias Instaladas Estimadas por el PNIEC para 2030.....	8
Tabla 2: Resumen Escenarios Renovables.	12
Tabla 3: Resumen Escenarios con Generación Convencional.	12
Tabla 5: Potencias Instaladas en España estimadas por el PNIEC para 2030.....	23
Tabla 5: Potencia Instalada actual, Previsiones PNIEC, Evolución Anual.	27
Tabla 7: Capacidades de Interconexión según datos de REE.....	30
Tabla 8: Resumen Producción Tecnologías en Europa 2045. Eurelectric	40
Tabla 9: Resumen Producciones por tecnologías en Europa 2050. Mckinsey & Co.	43
Tabla 10: Resumen Producción Tecnologías en Europa 2050. Energy Watch Group...	44
Tabla 11: Producción energética por tecnología en España. Tesis S. Galbete.....	46
Tabla 12: Potencias Instaladas en España. Escenario Renovable. Tesis S. Galbete	46
Tabla 13: Potencia instalada por tecnologías en España 2050. GreenPeace.....	48
Tabla 14: Producción por tecnologías en España. Demanda moderada. GreenPeace....	49
Tabla 15: Producción energética en España por tecnologías. Comisión de Expertos de Transición Energética.....	51
Tabla 16: Producción por Tecnologías en 2030 en España.....	51
Tabla 17: Potencia Instalada por Tecnologías en España 2030. Comisión de Expertos de Transición Energético.....	52
Tabla 18: Interconexiones España- Portugal. REE	63
Tabla 19: Parámetros Escenario Base Renovable.	65
Tabla 20: Escenario Renovable 1: Crecimiento alto de demanda.....	66
Tabla 21: Escenario Renovable 2: Penetración Alta del Vehículo Eléctrico.	66
Tabla 22: Escenario Renovable 3: Interconexión Activa.	66
Tabla 23: Escenario Base Convencional.	67
Tabla 24: Escenario 1.1 Convencional: Demanda Alta.....	68
Tabla 25: Escenario 2 Convencional: Interconexiones Activas.	68

Tabla 26: Resumen Escenarios de Generación Renovable.	69
Tabla 27: Resumen Escenarios con Generación Convencional.	69
Tabla 28: Acrónimos de las tecnologías en figuras y tablas de inversión y producción	73
Tabla 29: Parque Final de generación 2050. Escenario Base Renovable.....	75
Tabla 30: Resumen potencias instaladas 2050. Escenarios Renovables	83
Tabla 31: Parque Final de generación España 2050. Escenario Base Convencional	91
Tabla 32: Comparativa Producción anual por tecnologías en 2050	92
Tabla 33: Comparativa Costes de las nuevas inversiones. Escenarios Renovables	113
Tabla 34: Comparativa Costes del Parque Inicial. Escenarios Renovables	115
Tabla 35: Relación Costes totales de transición. Escenarios Renovables	116
Tabla 36: Comparación Costes Nuevas Inversiones: Base Convencional vs Base Renovable	118
Tabla 37: Comparativa Costes Parque Inicial: Base Convencional vs Renovable	119
Tabla 38: Comparativa de los Costes Totales del Sistema. Base Convencional vs Base Renovable	121
Tabla 39: Comparativa Costes Nuevas Inversiones. Escenarios Convencionales	124
Tabla 40: Comparativa de Costes del Parque Inicial. Escenarios Convencionales.....	126
Tabla 41: Comparativa Costes Totales del Sistema. Escenarios Convencionales	127
Tabla 42: Parque de Generación en 2030 y 2050 en España. Escenarios Renovables.	129
Tabla 43: Producción Tecnologías 2030 y 2050 en España. Escenarios Renovables..	130
Tabla 44: Emisiones totales del Parque de Generación y Precios de la Energía en 2030 y 2050 en España. Escenarios Renovables.....	131
Tabla 45: Parque de Generación 2030 y 2050 en España. Escenarios Convencionales.	132
Tabla 46: Producción por Tecnologías 2030 y 2050 en España. Escenarios Convencionales.....	133
Tabla 47: Emisiones totales y Precio de la Electricidad 2030 y 2050 en España. Escenarios Convencionales.....	134
Tabla 48: Costes de Generación del Sistema Eléctrico Español en 2050. Escenarios Renovables	135

Tabla 49: Costes de Generación del Sistema Eléctrico Español en 2050. Escenarios Convencionales.....	135
Tabla 50: Costes Totales de Transición. Escenarios Renovables.....	136
Tabla 51: Costes Totales de Transición. Escenarios Convencionales.....	136
Tabla 52: Coeficientes de Capacidad Firme.....	169

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este primer capítulo introductorio es proveer una contextualización que permita entender, por un lado, la pertinencia de la realización de este proyecto y, por otro, ofrecer una visión más clara del marco en el que se inscribe este trabajo y de las herramientas que intervendrán en su realización.

Como puede intuirse por el título, el fin último de este estudio es realizar un análisis comparativo que permita cuantificar las necesidades de inversión y los costes de escenarios que ilustren posibles sendas de transición hacia un sector eléctrico descarbonizado.

El marco es, por lo tanto, la transición que se está viviendo a escala global, y más particularmente en Europa, del sector energético a través del fomento de las energías renovables y de la electrificación de sectores como el transporte o la calefacción.

Sin embargo, a pesar de la importancia de esta electrificación del resto de sectores energéticamente intensivos [21], el ámbito de este proyecto quedará restringido a la transición del sector eléctrico y, siguiendo las metas marcadas por la estrategia a largo plazo de la Unión Europea [1], se ha situado el horizonte temporal de estudio en el año 2050, año en el que, según estas estrategias, las economías europeas podrían alcanzar la neutralidad de emisiones de CO_2 .

Con el fin de profundizar en el contexto y la evolución de esta transición, la primera sección de este Capítulo tratará sobre las tendencias que han reavivado la necesidad de apostar por las energías renovables, para después hacer un resumen de las diferentes iniciativas y estrategias que se han adoptado al respecto a nivel europeo y nacional.

Se dedicará la segunda sección del capítulo a estudiar el Estado de la Cuestión en España, asesorando el nivel de cumplimiento del sistema español con los objetivos fijados por la Unión Europea en función del estado actual de los diferentes sectores de la economía.

1.1 CONTEXTO HISTÓRICO: TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La transición energética a través del estímulo de las energías de producción limpias es un tema candente y de estricta actualidad. En este sentido cabe mencionar que, aunque la adopción de medidas para desarrollar las fuentes de generación renovable es algo característico de los últimos 10-15 años, las causas y los problemas que se pretenden solventar con estas medidas se identificaron hace ya más de 50 años.

Citaremos primero las causas que han motivado esta transición ecológica para, después ver qué tendencias destacadas y qué medidas surgen como respuesta a estos problemas.

1.1.1 CAUSAS QUE MOTIVAN LA TRANSICIÓN

Son muchas y muy variadas las causas que justifican la necesidad de la transición ecológica. En esta subsección se pretende condensar este enorme abanico de razones, incluyendo aquí la más pertinentes para el trabajo y que aparece con mayor frecuencia en la literatura. Con esto en mente, se destacan las siguientes causas:

- **El agotamiento de los combustibles fósiles.** En su artículo “The Need for Renewable Energy Sources”, Umair Shahzad, Profesor del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Internacional de Riphah [22], concluye que este hecho representa de por sí una razón suficiente para embarcarse en el desarrollo de fuentes de energía limpias y perennes en el tiempo. Según el último informe estadístico emitido por el gigante del petróleo BP [2], si las tasas de consumo de combustibles fósiles se mantienen al nivel actual, las reservas de petróleo se agotarán en algo más de 50 años, lo mismo para el gas natural y unas expectativas un poco más halagüeñas para el carbón, del que estiman que quedan reservas suficientes para los próximos 132 años, pero que, por su precio y sus altos niveles de emisiones, está condenado a caer en desuso mucho antes.
- **La lucha contra el calentamiento global.** La gravedad de este problema y la necesidad de una acción conjunta quedó patente en diciembre de 2015, con la adopción del *Acuerdo de París* dentro del Marco de la Naciones Unidas sobre el

Cambio Climático [3]. El Acuerdo fue firmado el 22 de abril de 2016, y hoy ya son 189 miembros comprometidos a honrar los términos del acuerdo que establecen la necesidad de mantener el aumento de la temperatura media por debajo de los 2°C con respecto a los niveles preindustriales. Este propósito sólo podrá ser satisfecho mediante la reducción sistemática de las emisiones contaminantes de aquellos gases de efecto invernadero. De estos gases, cabe destacar el papel de las emisiones de CO_2 , causante principal del efecto invernadero antropogénico, según el comunicado de la Comisión Europea sobre las Causas del Cambio Climático [23].

La transición energética en el sector eléctrico es crucial en este sentido ya que a nivel mundial las emisiones de CO_2 debidas a la producción de electricidad suponen casi el 40% de las emisiones totales procedentes de la utilización de combustibles fósiles, según los informes de la Agencia Internacional de la Energía [24].

- **El crecimiento demográfico.** Los datos del Banco Mundial indican que en el año 2018 la población mundial creció un 1,08% [25]. Los niveles de crecimiento demográfico han hecho que en los últimos 100 años se haya cuadruplicado esta población. Este crecimiento supone una presión añadida para el sector energético que necesita responder actualmente a las necesidades de 7,595 miles de millones personas. Es preciso responder a este aumento de la demanda energética con tasas crecientes de energía producida a partir de fuentes renovables y, según las declaraciones del Dr. Francesc Sardá para la Asociación *Prosperidad Sostenible* [26], a través de medidas de eficiencia energética de tal manera que disminuya la energía consumida *per cápita*.
- **Impacto nocivo sobre la salud humana y sobre el medioambiente.** Además de los consabidos riesgos medioambientales materializados en desastres como el *Prestige* vivido hace ya casi 18 años en la Costa Gallega con más de 2.000 km de costa contaminada [27], las emisiones derivadas del consumo de combustibles fósiles han demostrado ser tremendamente perjudiciales para la salud humana. Los fenómenos de *smog* y *lluvia ácida* son la punta de un iceberg que esconde

una cantidad innumerable de problemas respiratorios debido al empeoramiento de la calidad del aire. De acuerdo con las cifras del último informe de *GreenPeace* en cooperación con el Centro de Investigación en Energía y Aire Limpio (*CREA*), se estima que, sólo en Europa, alrededor de 400.000 muertes anuales prematuras se deben a la exposición a contaminantes atmosféricos, y a nivel mundial, cerca de 4.5 millones de muertes serían atribuibles a la contaminación de la quema de combustibles fósiles [28].

- **Acceso universal a los recursos de producción renovable.** Las tecnologías solar fotovoltaica y, sobre todo, eólica pueden ser desarrolladas y utilizadas en casi cualquier ubicación geográfica, y, de esta forma, pueden ayudar a reducir la dependencia energética de aquellos países que requieren de importaciones constantes de combustible para poder mantener su producción energética. El mercado de los combustibles fósiles y más particularmente el del petróleo está monopolizado por productores como EE.UU. (19%), Rusia (11%) y los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (*OPEP*), según los datos de 2019 de la Administración de la Información Energética estadounidense [29].

En un mercado con pocos agentes productores, discrepancias entre ellos pueden provocar grandes fluctuaciones en el precio del petróleo, con un impacto muchas veces difícil de prever para el resto de los compradores.

Una mayor penetración y cobertura de la demanda a través de fuentes renovables instaladas en el propio país contribuiría positivamente a la independencia energética de los estados y a protegerse frente a la volatilidad del precio de los combustibles fósiles ante posibles desavenencias entre los productores mayoritarios.

Habiendo citado las causas, se revisarán a continuación algunas de las tendencias que se han detectado en el sector energético que responden y apoyan a esta necesidad de transición.

1.1.2 TENDENCIAS OBSERVADAS

Se dedica esta segunda subsección al estudio de algunas de las tendencias más significativas en el sector de la energía durante estos últimos años y su repercusión en la transición energética. Estas tendencias son:

- **Número creciente de consumidores que optan por soluciones de autoconsumo** que permiten reducir sustancialmente la cantidad de energía (en gran medida no renovable) que se compra de la Red [8] y [4]. El más claro ejemplo que ilustra esta tendencia en Europa ha sido la constitución de Cooperativas o Comunidades Ciudadanas de Energías Renovables, agrupaciones de individuos que consumen la energía que ellos mismos producen a través de generadores renovables (paneles fotovoltaicos en la mayoría de los casos). El avance de estas Cooperativas está siendo tal que la Comisión Europea ha visto necesario incluir en su última revisión del “*Paquete de Energía Limpia para todos los europeos*” una definición formal que impulse el desarrollo de estas asociaciones, estableciendo las funciones y las responsabilidades de estas agrupaciones, que deben garantizar una participación abierta y voluntaria de sus miembros y establecen su responsabilidad económica frente a posibles desvíos que ocasionen en el sistema eléctrico [30].

En España, la derogación por parte del MITECO, a través del Real Decreto-Ley 15/2018, de la traba conocida como “*Impuesto al Sol*”, recogido en el Real Decreto 900/2015 [31], ha supuesto un impulso para los sistemas de generación distribuida fotovoltaica. En este nuevo decreto se reconoce además el derecho al autoconsumo colectivo para el 66% de los españoles que viven en pisos compartidos [32].

Posteriormente, en el Real Decreto 244/2019 del 5 de abril de 2019 [33], queda consagrada la figura del *prosumidor colectivo*, como agente que actúa como productor y consumidor de energía eléctrica y se reducen los trámites

administrativos de los usuarios que decidan instalar sus propios sistemas de autoconsumo [34].

En este contexto, parece claro que el desarrollo de la Generación Distribuida jugará un papel fundamental en la transición hacia un sistema eléctrico 100% renovable.

- **Las iniciativas de movilidad sostenible.** Aunque en España el parque de vehículos eléctricos represente actualmente menos del 0,2% sobre el parque total (datos del Observatorio del Vehículo Eléctrico y Movilidad Sostenible (*OVEMS*) de la Universidad Pontificia de Comillas [10]), según los datos recogidos en el *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)* [5] se estima que el parque de vehículos eléctricos alcance los 5 millones en 2030. Fuentes más moderadas, como el anteriormente mencionado *OVEMS*, prevén que el parque eléctrico no supere los 3 millones de vehículos, como se puede apreciar en la Figura 10:

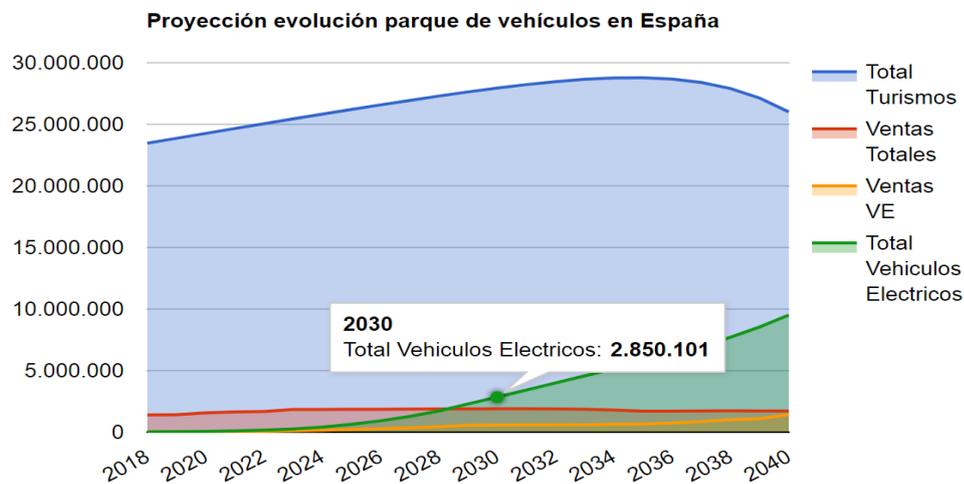


Figura 10: Evolución del parque de vehículos eléctricos en España [12]

Frente la afluencia masiva de este tipo de vehículos, son varias las iniciativas tecnológicas que tratan de minimizar el impacto negativo sobre el sistema eléctrico a través de métodos de carga inteligente que aporten una mayor flexibilidad al sistema. El más avanzado recibe el nombre de “V2G” (Vehicle-

to-Grid), en el que el vehículo conectado establece un flujo eléctrico bidireccional con la red, siendo capaz tanto de absorber como de aportar energía dependiendo de la situación [35].

En resumidas cuentas, pese a que los sistemas de carga inteligente se encuentren aún en una fase incipiente de desarrollo, parece innegable que esta revolución del sector del transporte tendrá una influencia más que notable en el sector eléctrico, y que por lo tanto, será necesario tener en cuenta esta tendencia en la elaboración de escenarios de inversión futuros.

- **Aumento de competitividad en el mercado minorista de energía.** El nuevo Paquete “Energía Limpia para todos los Ciudadanos Europeos” tiene entre sus objetivos centrales el reforzar las medidas de protección para estos consumidores de manera que “*Los derechos de los consumidores queden alineados con un sistema energético en transición hacia la descarbonización*” [36]. Se va a asistir a un fortalecimiento de la posición del consumidor en un mercado europeo cada vez más competitivo, en el que en la última década ha pasado de registrar 600.000 cambios de comercializadora de consumidores domésticos en 2006, a más de 4.5 millones de cambios en 2017. España es, además, el país europeo que cuenta con un mayor número de comercializadoras, contabilizando un aumento de un 17,8% en el año 2017 en el número de estas compañías (ver Figura 11) [37]:

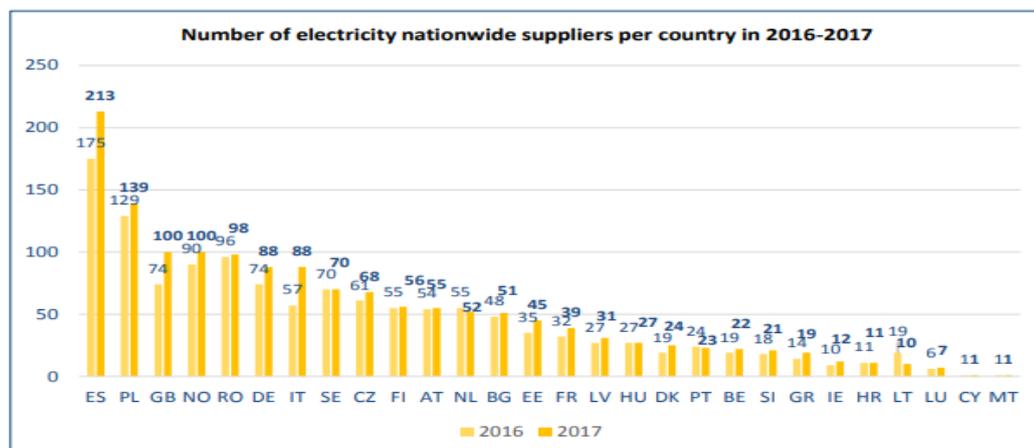


Figura 11: Número de comercializadoras de energía eléctrica en los años 2016 y 2017

Por motivos de brevedad, no se desarrollan en detalle en este apartado otras tendencias presentes en el sector eléctrico, como por ejemplo la creciente urbanización de los países, que cuentan con una mayor población viviendo en zonas densamente electrificadas, la electrificación de otros sectores, como es el caso de la calefacción con la instalación de bombas térmicas, y la aplicación de técnicas de análisis de datos que permiten, entre otras cosas, realizar estimaciones mucho más precisas acerca de los perfiles de demanda y de generación para facilitar la tarea de balance generación-consumo desempeñada por los operadores del sistema [38].

1.1.3 ESTRATEGIAS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Una vez mencionadas las principales tendencias presentes en el sector eléctrico, es necesario revisar qué medidas se están tomando con el fin de apoyar aquellas tendencias que favorezcan la transición hacia economías menos contaminantes. Se incluyen en este apartado las principales iniciativas y regulaciones tanto a nivel europeo como nacional.

1.1.3.1 Estrategias de transición en Europa

Se propone aquí realizar una revisión citando los principales hitos o disposiciones regulatorias siguiendo un orden cronológico de los acontecimientos desde los objetivos conocidos popularmente en España como el “20-20-20”, a la posterior aprobación del *Paquete de Energía y Cambio Climático*, hasta llegar a nuestros días con las nuevas directivas del “*Paquete de Energía Limpia para todos los europeos*” y el nuevo “*Green Deal*” o “*Pacto Verde Europeo*”.

Paquete de Energía y Cambio Climático 2013-2020:

En este Paquete aprobado en el año 2008, se establecen objetivos vinculantes para 2020 con objetivo de mitigar el Cambio Climático. Las metas fijadas giran en torno a 3 ejes:

- La reducción de las emisiones totales de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) como mínimo en un 20% respecto de los niveles medidos en 1990 para el año 2020. Los principales instrumentos de control son:

- El Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE), con el cual pretende reducir las emisiones de los sectores industrial, eléctrico y de la aviación, responsables actualmente de un 45% de las emisiones totales de GEI en la UE.
- Para el resto de sectores no incluidos en el RCDE, como lo son la vivienda, la agricultura y el transporte (sin incluir la aviación), el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo emitieron en Abril de 2009 la Directiva 406/2009 [39], en la que se establecen “*objetivos anuales vinculantes*”, que establecen curvas de reducción de emisiones variables en función del país y de su grado de desarrollo que oscilan entre la reducción del 20% en los países más ricos hasta un incremento máximo de un 20% en aquellos países que aún se encuentren en fase de desarrollo con respecto a los niveles de 2005.
- Aumento de la energía consumida procedente de fuentes renovables, hasta alcanzar un 20% sobre el consumo energético final de la UE en 2020. Este segundo objetivo se vio materializado en la redacción de la Directiva 28/2009 “*relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables*” [40], que en el caso de España supondría pasar de un 8,7% de energía producida a través de fuentes renovables en 2005 a un 20% en 2020 sobre el consumo total.
- Mejora de un 20% de la eficiencia energética. Este objetivo tuvo que esperar casi tres años para materializarse a través de la Directiva 2012/27/UE “*relativa a la eficiencia energética*” [41], en la que se establecen las siguientes medidas:
 - Ahorro anual por parte de las compañías generadoras equivalente a un 1,5% de sus ventas anuales de energía a clientes finales.
 - Elaboración de certificados de eficiencia energética para el alquiler o la venta de inmuebles
 - Redacción de Planes de Acción de Eficiencia Energética en los que se estime el consumo energético, se establezcan medidas de eficiencia y se desarrollen estrategias de renovación a largo plazo. Estos planes han de

redactarse cada 3 años [42] y se debe reportar el progreso alcanzado en este ámbito de manera anual [43].

- Etiquetado de eficiencia energética de productos como calderas, aplicaciones domésticas, iluminación y televisiones.
- Despliegue de 200 millones de *Smart-meters* en el sector eléctrico y 45 millones en el sector gasístico para el año 2020.

Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050

La Comisión Europea decidió complementar su estrategia centrada en el corto plazo (objetivos “20-20-20” para 2020) con una visión a largo plazo que permitiese alcanzar una economía prácticamente descarbonizada en 2050. La presentación en 2013 de la *Hoja de Ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050* supuso la puesta sobre papel de algunas de las disposiciones que más tarde sentarían las bases del *Acuerdo de París*, como el evitar que el aumento de temperatura con respecto a la época preindustrial supere los 2°C [44]. Para conseguir esto, la Hoja hace hincapié en que son necesarias soluciones para fomentar inversiones en tecnología, transporte y energía, al tiempo que se dota de un mayor peso a las políticas de eficiencia energética. El objetivo último de la UE sería el de alcanzar una reducción de emisiones internas de hasta un 80% respecto a los niveles de 1990, como se puede apreciar en la Figura 12 [45]:

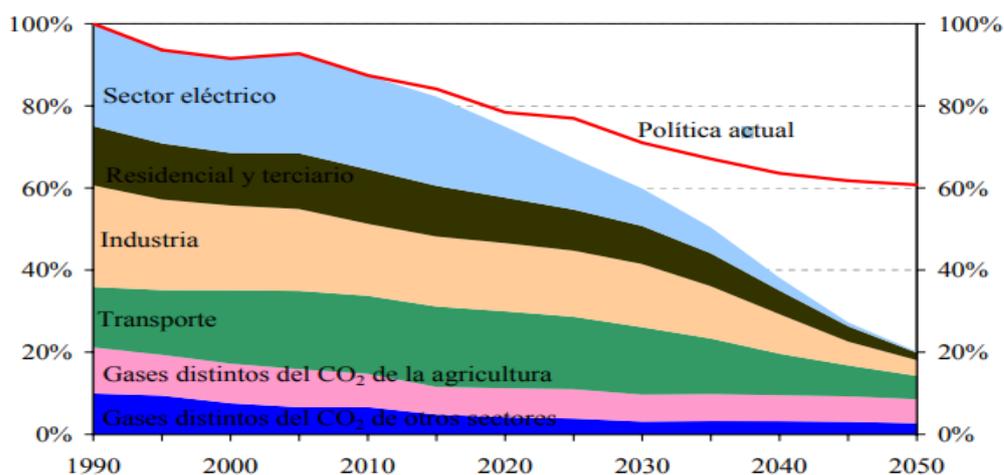


Figura 12: Evolución de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero desde 1990 hasta 2050 [46]

En la Figura 12 podemos apreciar como las emisiones del sector eléctrico pasan de tener la mayor cuota de emisiones de GEI en 1990 a ser un sector neutro en emisiones en 2050.

El sector eléctrico tendrá por lo tanto una función primordial en la descarbonización, y el objetivo de este trabajo es determinar y comparar los principales costes de algunas de las diferentes de transición energética en España.

Marco sobre Clima y Energía para 2021 - 2030

Con el fin de continuar los esfuerzos iniciados con el *Paquete de Energía y Cambio Climático*, la Comisión Europea presentó el *Marco sobre Clima y Energía para 2030* en 2014, en el que se revisaban los objetivos de reducción de emisiones y las tasas de penetración de energías renovables. Los nuevos valores fijados por este Marco eran los siguientes [46]:

- Reducción de las emisiones de GEI de al menos un 40% con respecto a los niveles de 1990 para 2030, en línea con lo presentado un año antes en la *Hoja de Ruta hacia una economía hipocarbónica*. Para ello los sectores contenidos en el RCDE tendrán que llevar a cabo una reducción de un 43% de sus emisiones respecto de los niveles de 2005. Por su parte, el resto de sectores no incluidos en el RCDE deberán comprometerse a una reducción de emisiones de un 30% respecto a 2005.
- Un 32% de la energía total consumida en la UE debe proceder de fuentes renovables en 2030. Se incluye en el marco una disposición que contempla la posibilidad de revisar el objetivo en 2023 para imponer una cuota mayor si se está cumpliendo con el plan previsto.
- Mejora de un 32,5% de la eficiencia energética, que incluye también una cláusula para aumentar el objetivo de eficiencia energética en 2023.

Este Marco presenta también la obligación de los Estados miembros de la UE de elaborar sus *Planes Nacionales de Energía y Clima* para el horizonte 2021-2030, a raíz de lo cual, el Ministerio de Transición Ecológica comenzó la redacción del conocido *PNIEC*, del cual se hablará más en detalle en el siguiente apartado.

Paquete de “Energía limpia para todos los Europeos”

Tras la celebración del Acuerdo de París en diciembre de 2015, la Comisión Europea presidida por Jean-Claude Juncker presentó, en noviembre de 2016, la primera versión de lo que conocemos como el “Clean Energy Package”. En esta primera versión se abordaban los siguientes temas principales:

- Se concedía prioridad mayoritaria a la mejora de la eficiencia energética.
- Se alentaba a la UE a conseguir el liderazgo mundial en producción renovable
- Se proponía el criterio de asequibilidad de la energía para los consumidores, que deben recibir un trato justo. Esto se traduce en un aumento de la competitividad en el sector de la comercialización energética, como se mencionó en la sección *1.1.2 Tendencias Observadas*.
- Se debe garantizar la seguridad del suministro energético, tanto en el sector eléctrico como gasista.

Más recientemente, durante el año 2019, se ha llevado a cabo la revisión de este paquete, que, tras el acuerdo entre el Consejo y el Parlamento Europeo, está ahora compuesto por 8 actos legislativos (4 Directivas y 4 Regulaciones) centrados fundamentalmente en la mejora de la eficiencia energética, la integración de renovables, un mejor gobierno de la “*Unión de la Energía*”, el fortalecimiento de la posición del consumidor y un mercado eléctrico más eficiente y que permita la integración de todos los miembros de la UE [47].

En estos nuevos actos quedan ratificados algunos de los objetivos establecidos en el *Marco de Energía y Clima* como el 32,5% de eficiencia energética y la tasa del 32% de producción con fuentes renovables a alcanzar en 2030.

Una nueva Hoja de ruta: El Pacto Verde Europeo

Finalmente, el pasado mes de diciembre de 2019, la Comisión Europea hizo pública una nueva *Hoja de Ruta* hacia la neutralidad de emisiones en 2050. Esta nueva Hoja bautizada como “*The New Green Deal*”, o “*Pacto Verde Europeo*”, tiene como objetivo fundamental, en palabras de la sucesora de Juncker, Ursula von der Leyen [48], hacer frente al cambio climático a través de un “*crecimiento sostenible que permita crear nuevas oportunidades económicas y mejore la calidad de vida de los ciudadanos*”. El *Pacto Verde Europeo* girará fundamentalmente en torno a los siguientes ejes [49]:

- Acciones climáticas:
 - Propuesta de una “Ley sobre el Clima” siempre con el objetivo de lograr la neutralidad de emisiones de GEI en 2050, que debería ser presentada en Marzo 2020
 - Revisión de las Directivas sobre el Sistema de Comercio de Derechos de Emisiones, sobre Eficiencia Energética y sobre Energías Renovables, para ser presentadas antes de Junio 2021.
- Acciones para garantizar un suministro de energía renovable, asequible y seguro:
 - Evaluación de los Planes Nacionales de Energía y Clima enviados por los Estados Miembros, con fecha límite de Junio 2020 para esa evaluación.
 - Estrategia de modernización del sector eléctrico y de la edificación, para ser elaborada durante el año 2020.
- Acciones para la Movilidad sostenible:
 - Recaudación de fondos públicos y privados para promover iniciativas como el despliegue de puntos de recarga públicos para los usuarios de Vehículos Eléctricos a partir de 2020.
 - Revisión de la Directiva sobre la Infraestructura de Combustibles Alternativos y la Regulación sobre la Red de Transporte Trans-Europeo para ampliar el comercio de derechos de emisión al sector marítimo, desarrollar una tarificación más eficaz de las carreteras europeas, y poner fin a las subvenciones a los combustibles fósiles [50], a partir de 2021.

Como se ha tratado de exponer en esta sección, a pesar del gran número de estrategias, materializadas en actos legislativos vinculantes o como directrices sujetas a la interpretación posterior de los estados miembro, aún es largo el camino hasta completar esta transición, y es necesario redoblar esfuerzos de cara a la elaboración de un marco regulatorio que permita eficazmente llevar a cabo esta transición a través de medidas tangibles y cuantificables.

1.1.3.2 Estrategias de transición en España: el Marco Estratégico de Energía y Clima

Una vez conocido el marco regulatorio europeo, es necesario estudiar cómo han sido traspuestas estas medidas por las autoridades españolas, teniendo en cuenta la situación del sector energético español actualmente.

En nuestro país, las acciones de nuestro Gobierno se han materializado en la elaboración, en 2019, del “*Marco Estratégico de Energía y Clima*” que presenta la estrategia a adoptar con el fin de modernizar la economía española, crear empleo en el sector energético y posicionar a España como una de las líderes en renovables a nivel mundial [51]. Algunas de las cifras más significativas que arroja este Marco Estratégico son:

- Las medidas incluidas en el Marco supondrán la creación de entre 250.000 y 364.000 nuevos empleos entre 2021 y 2030. Los sectores que más se beneficiarán son fundamentalmente la industria, en especial los empleos dedicados a mejorar la eficiencia energética de los procesos, la construcción y la rehabilitación de inmuebles y, por supuesto, el sector energético, en el que las inversiones en renovables generarán más de 100.000 empleos.
- El Marco prevé la movilización de más de 200.000 millones de euros, de los cuales cerca de un 25% se corresponden a inversiones públicas y el 75% restante a inversores privados y de colaboraciones público-privadas [52].
- Los beneficios permitirán el crecimiento del Producto Interior Bruto de España en un 1,8% en 2030, si se compara a un escenario sin *Marco Estratégico*,

contabilizando también el ahorro obtenido a través de las mejoras de eficiencia energética y a la disminución de las importaciones de combustibles fósiles [53].

Estas cifras serán el resultado de la correcta aplicación de las 3 iniciativas que componen este *Marco* y cuyo análisis se expone acto seguido.

1. Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética

Este marco normativo elaborado por el Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO), aprobado en febrero de 2019 por el Consejo de Ministros, tiene como objetivo la adaptación de los diferentes sectores de la economía española a las exigencias de la normativa europea concernientes a la acción climática. En este proyecto de Ley se incluyen los procedimientos de cooperación necesarios entre las instituciones españolas, así como los métodos que permitirán la evaluación de la eficacia de la implementación del resto de medidas [54].

Las cifras que se pretenden alcanzar con las medidas de este proyecto para 2030 serían:

- Reducción de las emisiones de GEI en, al menos, un 20% con respecto a los niveles de 1990.
- Generación de un 70% de la electricidad consumida a través de fuentes de producción renovable. No obstante, se debe garantizar también que, al menos, un 35% sobre el consumo energético total proviene de renovables.
- Mejora de la eficiencia energética en, como mínimo, un 35% respecto al consumo que se daría en un escenario tendencial.

Estos objetivos se encuentran bien alineados respecto de los objetivos europeos marcados en el *Marco sobre Clima y Energía para 2021 – 2030*.

2. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030

Este Plan Estratégico es considerado como el eje central del Marco. Su elaboración ha estado a cargo del MITECO, que el 22 de Febrero de 2019 recibió la aprobación del Consejo de Ministros para remitirlo a la Comisión Europea [6]. Tras las fases de consulta realizadas entre Febrero y el Abril de 2019 y tras incluir las recomendaciones derivadas del primer envío a la Comisión Europea, el pasado 31 de Marzo de 2020 ha sido remitido de nuevo a la CE un borrador actualizado. Actualmente, el *Estudio Ambiental Estratégico* [55] contenido en el Plan se encuentra en fase de consulta pública que ha sido suspendida a causa del estado de alarma declarado a través del Real Decreto 463/2020 del 14 de Marzo debido a la crisis sanitaria del virus COVID-19 [56]. El texto será corregido tras la reactivación de la fase de consulta y será remitido de nuevo a la CE.

La movilización de recursos ha sido actualizada hasta los 241.000 millones de euros entre 2021 y 2030. En la Figura 13, tomada del PNIEC, se incluye un reparto estas inversiones con unas cifras que indican que un 38% irán destinadas al impulso de las tecnologías de generación renovable, un 35% a fomentar medidas de ahorro y eficiencia energética y un 24% destinado a la mejora de las redes y a la electrificación:

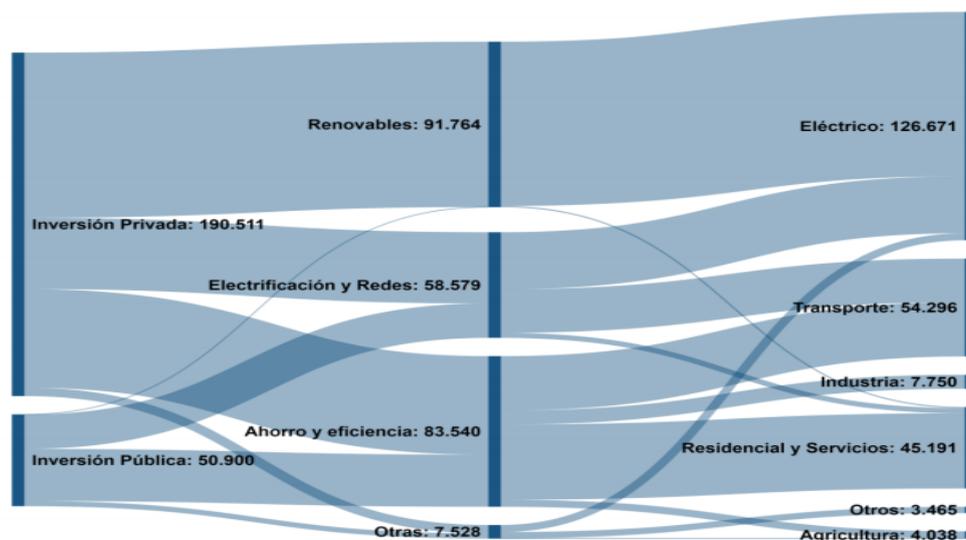


Figura 13: Diagrama de Sankey con las inversiones previstas por el PNIEC [52]

Si nos fijamos ahora en las cifras marcadas como objetivos vinculantes para 2030, éstas son muy similares a las del Anteproyecto de Ley de Cambio Climático, si bien existen pequeñas diferencias en favor de un mayor compromiso con el objetivo de transición [5]:

- Reducción de las emisiones de GEI de un 23% respecto a los niveles de 1990. Superior al 21% recogido en la primera versión del plan, poniendo de manifiesto el compromiso con los objetivos del *Acuerdo de Paris*. Esta cifra supone una base consistente para la transición hacia una economía descarbonizada en 2050 [57].
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía, por encima del 32% fijado por la UE. España se posiciona aquí como uno de los países con un mayor potencial para la integración de un elevado porcentaje de producción renovable, primordialmente en forma de energía solar fotovoltaica y eólica.
- Mejora de la eficiencia energética en un 39,5% (reducción del consumo de energía primaria), también por encima del 32,5% marcado por los objetivos de la UE.
- El 74% de la energía eléctrica generada deberá proceder de renovables. Esta mayor variabilidad en la generación debido a la intermitencia de estas tecnologías será complementada con al menos 6 GW de potencia adicional de almacenamiento (2,5 GW de baterías y aproximadamente 3,5 GW de nuevos bombeos) para mejorar la flexibilidad y capacidad de gestión de demanda.
- Mejora de la seguridad energética a través de una mayor producción renovable que permita la reducción de la dependencia de la importación de combustibles fósiles, la diversificación de fuentes de energía para reducir las interrupciones de suministro y, sobre todo, el aumento de la capacidad de interconexión especialmente con Francia. En este sentido, la UE fija un objetivo de que todos los países alcancen un grado de interconexión de al menos un 15% sobre su capacidad total instalada. Como se comentará en el siguiente apartado, España se encuentra actualmente lejos de este objetivo.

Si traducimos estas medidas a potencia instalada en el sector eléctrico, núcleo de este Trabajo de Fin de Máster, el PNIEC estima la potencia total instalada en el sector eléctrico en 161 GW en 2030, con el reparto que aparece en la Tabla 4:

Tecnología	Potencia Instalada en España 2030 (GW)
Nuclear	3
Ciclo Combinado (CCGT)	27
Hidráulica Convencional	16
Bombeo	9,5
Eólica	50
Solar Fotovoltaica	39
Solar Térmica	7
Baterías	2,5

Tabla 4: Potencias Instaladas en España estimadas por el PNIEC para 2030 [5]

En la Figura 14, tomada también del borrador del PNIEC de Enero de 2020 puede apreciarse esta evolución estimada del parque eléctrico español durante la próxima década, dejando a un lado los Ciclos [5]:

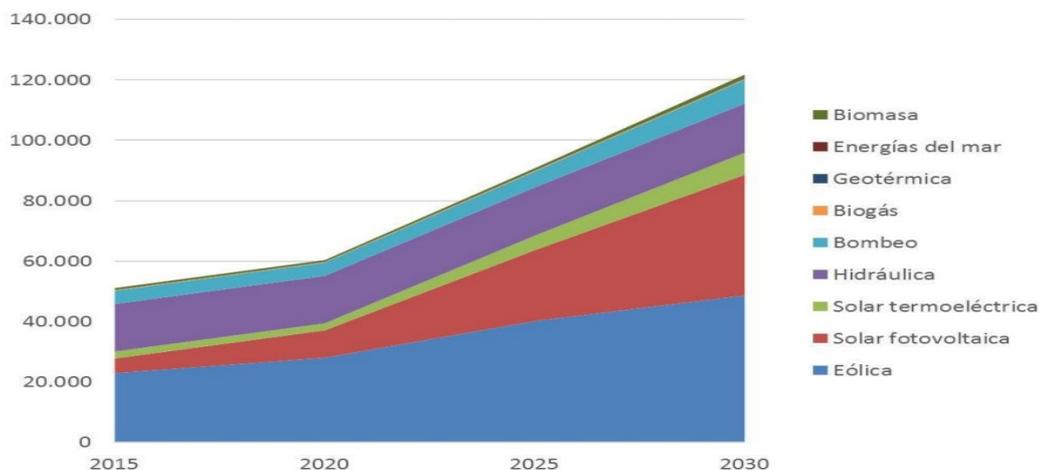


Figura 14: Evolución del Parque Renovable en España entre 2015-2030.

El PNIEC incluye también otra serie de disposiciones que serán tenidas en cuenta, en mayor o menor medida, a la hora de definir los escenarios de transición factibles para 2050. Una de ellas es la relativa al sector de la movilidad sostenible. Según las estimaciones del PNIEC, las emisiones del transporte conseguirán reducirse en un 33% en 2030 gracias fundamentalmente a una mayor penetración del vehículo eléctrico (estimación de 5 millones de vehículos Eléctricos) y el fomento de medios alternativos

de transporte a través de la delimitación prevista para 2023 de zonas restringidas a vehículos contaminantes con una población superior a los 50.000 habitantes.

Aunque lo que aquí se presenta del PNIEC es un mero resumen de un Plan extremadamente detallado, puede observarse que el cumplimiento de este Plan es un factor clave de cara a los objetivos de descarbonización y parece mostrar el compromiso del estado español con la normativa europea derivada del Acuerdo de París.

3. Estrategia de Transición Justa

Esta estrategia tiene como principal misión maximizar las oportunidades de empleo mediante planes de formación profesional y políticas centradas en los sectores estratégicos para la transición.

Para la elaboración de esta Estrategia se ha hecho uso del marco de trabajo establecido por la Organización Internacional del Trabajo (OIT) propuesto en sus *Directrices sobre Transición Justa hacia Economías y Sociedades ambientalmente Sostenibles*, tras el acuerdo establecido a raíz de la celebración de la *24ª Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático* [58].

Si se tuviesen que resumir los objetivos de esta Estrategia de manera telegráfica posiblemente serían estos:

- Utilizar las oportunidades surgidas de la transición para el aumento de la competitividad de los sectores claves de la economía española.
- Garantizar que estas nuevas posibilidades de empleo sean utilizadas de manera igualitaria, teniendo presente a los colectivos más vulnerables y al mundo rural.
- Redacción de planes sectoriales para identificar posibles retos y riesgos.
- Mejora de los instrumentos utilizados por la Administración General del Estado para apoyar a las empresas a través de nuevos planes de apoyo a la inversión en innovación, financiación, avales...

Finalmente, cabe mencionar que esta estrategia se plasmará en forma de *Convenios de Transición Justa* en aquellas zonas en las que la transición energética pueda suponer una dificultad añadida para las empresas y su actividad económica. Estos convenios, que serán específicos para cada zona de riesgo, tendrán como principal objetivo sostener la creación de empleo a través del aprovechamiento de los recursos de la zona y atrayendo inversiones que permitan el desarrollo de los sectores que mayores beneficios ambientales, económicos y sociales puedan aportar a la zona en cuestión [59].

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN EN ESPAÑA RESPECTO A LOS OBJETIVOS DEL PNIEC

Tras mostrar la senda que se pretende seguir con el *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2020-2030)*, en este apartado trataremos de mostrar el estado actual en materia de niveles de emisiones, producción renovable y eficiencia energética con respecto a los objetivos marcados por el *PNIEC*.

Se dedicará también un subapartado a evaluar la dependencia energética y las interconexiones de España, por ser un aspecto relevante para este trabajo.

1.2.1 EMISIONES DE GEI

En el *PNIEC* se hace alusión explícitamente a los niveles de emisiones totales que se pretenden conseguir para 2030. Concretamente, se estima que las emisiones brutas de GEI deberán pasar de las 319,3 $MtCO_2 - eq$ previstas para 2020, a 221,8 $MtCO_2 - eq$ en 2030 (30,53% reducción). Durante este periodo, se espera que los sectores que más reducirán sus emisiones serán la generación eléctrica (en 36 $MtCO_2 - eq$, pasando de 53 $MtCO_2 - eq$ a 17 $MtCO_2 - eq$) y el sector del transporte (en 27 $MtCO_2 - eq$, pasando de 83 $MtCO_2 - eq$ a 56 $MtCO_2 - eq$) [5]. Para la descarbonización del sector eléctrico, la aplicación de los instrumentos de mercado de la Unión Europea prevé el aumento del precio de la *ton. CO₂* en el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión

hasta los 35 € en 2030, valor que impediría a las centrales de carbón ser competitivas, dejando de aportar energía al sistema.

A pesar de que la cifra de emisiones globales conseguida en 2019 se encuentra casi un 30% por debajo de los niveles de 2005 (año de referencia en el *PNIEC*, ver Figura 15), aun nos encontramos casi un 9% por encima del nivel preindustrial de 1990, es decir, muy lejos del objetivo del 40% de reducción respecto a los niveles de 1990 de la UE [60].

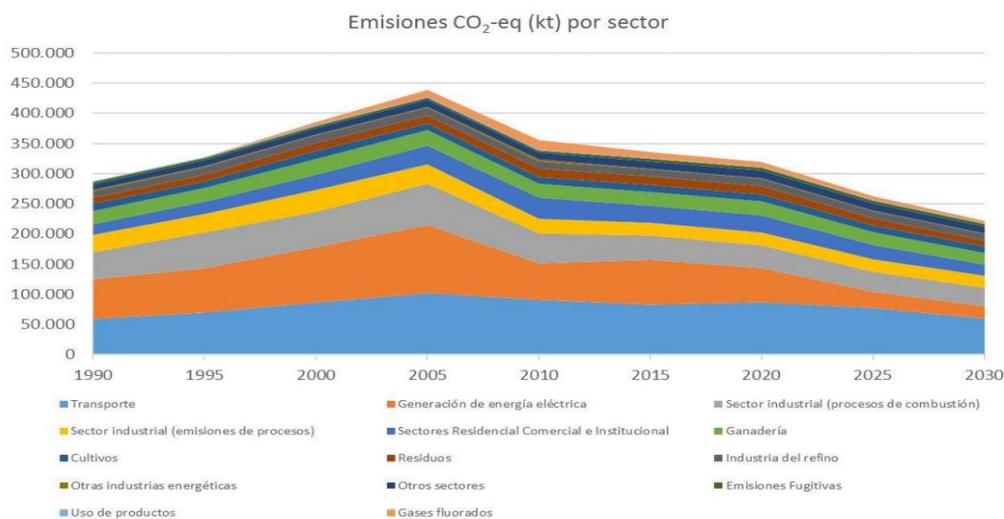


Figura 15: Emisiones de CO₂ por sector. Evolución Temporal [5]

Actualmente, las empresas que más contribuyen a aumentar el nivel de emisiones de GEI son las pertenecientes al sector energético (empresas como Endesa, Naturgy, EDP, Viesgo e Iberdrola). Tan sólo Endesa (la empresa más contaminante en el panorama nacional) es responsable del 9% de las emisiones totales en España [61].

Desde el *Observatorio de Sostenibilidad (OVEMS)* afirman que, si bien la meta de reducción de emisiones fijada por la UE no parece factible para el sistema español, los objetivos del *PNIEC* (reducción del 23%) serían alcanzables en aquellas actividades incluidas en el *RCDE* siempre y cuando el carbón consumido en las centrales no sea íntegramente sustituido por gas natural, pero es preciso redoblar los esfuerzos en aquellos sectores no incluidos en el *RCDE* [62].

1.2.2 GENERACIÓN RENOVABLE

Previo a la redacción del PNIEC, en España ya habían sido aprobados con anterioridad dos planes de apoyo para fomentar el uso de las energías renovables. Tras la expiración del primero de ellos, el PER 2005-2010, el Consejo de Ministros aprobó el nuevo Plan de Energías Renovables PER 2011-2020 en 2011 con el objetivo de conseguir que en 2020 un 20% de la energía total consumida procediese de fuentes renovables, lo que equivale a un 39% del consumo eléctrico [63].

La situación actual, según los datos de REE para el pasado año 2019, es que la producción renovable no se quedó muy lejos de su objetivo para 2020, con una cuota de un 36,8% tras registrar un repunte de la potencia renovable con 6,5 GW de nueva potencia instalada.

A pesar de que la evolución del mix energético español parece ir por el buen camino en términos de potencia instalada en 2019 (con un 49,3% del parque total), los ciclos combinados siguen siendo la tecnología que más contribuye a abastecer la demanda, con un 21,9% del total, seguida de la nuclear, con un 21,2%, y la eólica, 20,6% [64].

En la Tabla 5 se muestra la potencia instalada con los datos actualizados por REE con fecha de abril de 2020 [65], así como la potencia que se pretende alcanzar en 2030 según el PNIEC:

Potencia Instalada en España (MW)	2019 (REE)	2020 (REE)	2030 (PNIEC)	Potencia Media Anual a Instalar
Eólica (terrestre y marítima)	25.799	25.902	50.333	2.443
Solar Fotovoltaica	8.913	9.146	39.181	3.004
Solar Térmica	2.304	2.304	7.303	500
Hidráulica Conv. Y Mixta	17.085	17.085	17.296	21
Bombeo Puro	3.329	3.329	6.837	351
Biogas y Biomasa	1.076	1.076	1.649	57
Carbón	9.683	9.456	0	(946)
Ciclos Combinados	26.284	26.284	26.612	33
Cogeneración	5.677	5.672	3.670	(200)
Fuel Gas	2.447	2.447	1.874	(57)
Nuclear	7.117	7.117	3.181	(394)
Almacenamiento	0	0	2.500	250
Total	109.714	109.818	160.436	5.062

Tabla 5: Potencia Instalada actual, Previsiones PNIEC, Evolución Anual. Fuente: Elaboración Propia

Como podemos observar, para alcanzar los objetivos fijados por el PNIEC, será necesario la instalación de casi 2.5 GW de potencia eólica anual y 3 GW de potencia solar fotovoltaica. Durante el pasado año 2019 se instalaron más de 4 GW de potencia solar fotovoltaica [66] y 2.243 MW de potencia eólica según los datos de la *Asociación Empresarial Eólica* [67]. Estas cifras parecen indicar que, si se consigue mantener la senda de inversión seguida en 2019 durante la próxima década, los objetivos del PNIEC serían alcanzables en cuanto a la potencia eólica y la solar fotovoltaica instalada.

1.2.3 EFICIENCIA ENERGÉTICA

Con las medidas recogidas en el PNIEC, se quiere conseguir una mejora de un 39,5% en la eficiencia energética respecto al escenario de referencia de la C.E. para 2030 (PRIMES 2007, poco ambicioso y que no permite alcanzar la descarbonización en 2050 [68]).

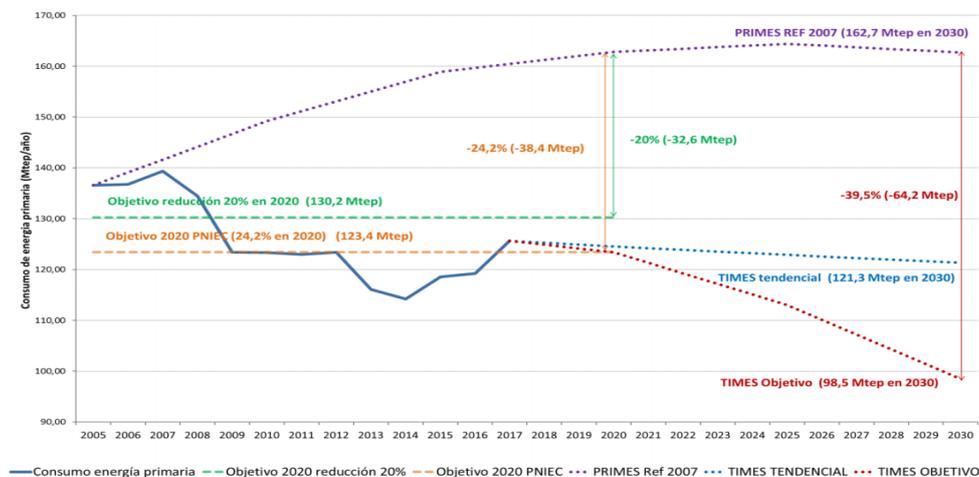


Figura 16: Evolución del consumo energético primario y previsión futura bajo diferentes escenarios [25]

Según los datos del *Informe Sintético de Indicadores de Eficiencia Energética en España en 2017* redactado por el IDAE [69], el consumo de energía primaria por fuentes energéticas fue de 126.566 ktep. El objetivo en 2030 fijado por el PNIEC sería de 98.500 ktep. en 2030, es decir, un 22% por debajo de los niveles de 2017. Sin embargo, la evolución del consumo de energía primaria en las últimas décadas en España se muestra en la Figura 17 [69]:

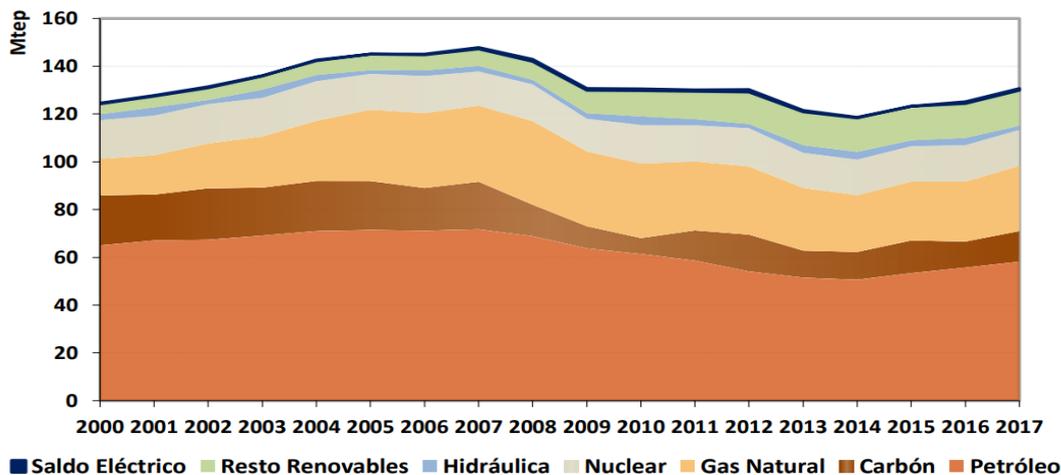


Figura 17: Evolución consumo energético primario 2000-2017. Fuente: IDAE.

Pese a que se aprecia una reducción respecto de los niveles de 2005, no parece que si se continúa con esta misma tendencia se pueda alcanzar el objetivo del PNIEC de un 39,5% de mejora en eficiencia energética, aunque también es cierto que, actualmente, los sectores más intensivos en términos de consumo energético (petróleo, 44,5%, Gas Natural, 20,9%, y Carbón, 9,8%) esperan reducir significativamente su consumo durante la próxima década conforme vaya aumentando la tasa de penetración de energías renovables.

1.2.4 DEPENDENCIA ENERGÉTICA E INTERCONEXIONES

Aunque el PNIEC no fije un objetivo determinado en términos de reducción de la dependencia energética, se estima que las medidas recogidas en el Plan permitirán reducir la dependencia energética del exterior de un 74% en 2017 a un 61% en 2030, aun sensiblemente por encima de la media de los países de la UE que está en torno a un 54%. La evolución de esta dependencia energética durante los últimos 5 años no es especialmente esperanzadora según los datos publicados por la *Asociación de Empresas de Energías Renovables* [70] recogidos en la Figura 18:

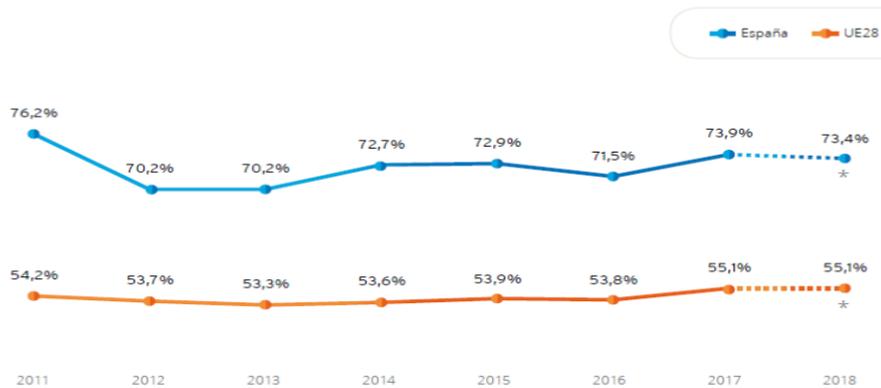


Figura 18: Evolución de la dependencia energética de España. Fuente APPA

Además de todas las medidas mencionadas hasta ahora para reducir las emisiones de CO_2 , y también con el objetivo de reducir la dependencia exterior, en el PNIEC se incluye otra línea de actuación consistente en el aumento de las interconexiones eléctricas del sistema español con sus países vecinos.

Con esta iniciativa se persigue también el cumplimiento con otro de los objetivos de la UE, establecido en la *Comunicación de la Comisión Europea al Parlamento y al Consejo Europeo* relativa a “alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10% en 2020” [71] y posteriormente ampliado a un 15% en 2030.

En el año 2019, el grado de interconexión de España con otros miembros de la UE no superaba el 5% de la potencia total instalada. Según los datos de REE de junio 2020, las capacidades de intercambio serían las que se recogen en la Tabla 6 [12]:

Conexiones (MW)	Mínimo	Máximo
Francia - España	2.000	2.650
España - Francia	2.150	2.900
Portugal - España	1.800	3.100
España - Portugal	2.900	3.600
Marruecos - España	0	600
España - Marruecos	0	900
Total Exportación	5.050	7.400
Total Importación	3.800	6.350

Tabla 6: Capacidades de Interconexión según datos de REE. Elaboración Propia

Con el fin de aumentar la capacidad de interconexión con Francia se están desarrollando actualmente 3 proyectos de nuevas interconexiones que permitirán establecer la capacidad de interconexión en 8.000 MW, entre los que destaca el Proyecto del Golfo de Bizkaia (designado por la CE “*Proyecto de Interés Común*”), una interconexión submarina y subterránea que permitirá el aumento de capacidad desde los 3.000 MW actuales hasta los 5.000 MW con puesta en servicio entre 2024 y 2025 [72].

Aun tras la finalización de estos proyectos, España seguirá siendo el único país de la UE por debajo del objetivo del 10%, y será necesario el desarrollo de nuevos proyectos que permitan un mayor grado de interconexión para cumplir los objetivos de 2030.

Capítulo 2. ESTUDIO DEL PROBLEMA

Este segundo capítulo tiene como objetivo la presentación del problema, explicando su adaptación para estudio y mostrando las herramientas que intervendrán en su resolución. Finalmente, se expondrán los objetivos principales y secundarios que se persiguen en este Trabajo de Fin de Máster.

2.1 PRESENTACIÓN GENERAL DEL PROBLEMA

En el primer Capítulo de esta memoria se ha definido el contexto del Trabajo: la transición energética en España para alcanzar una economía descarbonizada en 2050.

No obstante, la dimensión y las ramificaciones de esta transición, así como el amplísimo abanico de sectores que se verán afectados, hace que sea necesario acotar el problema para poder abordarlo en forma de Proyecto de Fin de Máster.

Por lo tanto, el problema que aquí se va a estudiar podría formularse como un “Análisis comparativo, técnico y económico, de diferentes sendas de transición hacia un sistema eléctrico total o prácticamente renovable en 2050”.

Este análisis buscará comparar los costes, la evolución del mix de generación, los perfiles de precios de la energía obtenidos y la producción de las diferentes tecnologías a lo largo de todo el periodo de transición (2018-2050) para una serie de escenarios elaborados a partir de una fase de documentación previa.

No se pretende, sin embargo, en este trabajo dar respuesta a la pregunta de “*cuál es la senda definitiva de inversiones que debe seguirse en el sector de la generación eléctrica*” o de si “*el PNIEC representa un escenario óptimo de transición*”. El objetivo es más bien evaluar alternativas factibles de transición a través de un modelo cuantitativo para el estudio de un problema de estricta actualidad.

2.2 EL MODELO CEVESA

En este apartado, se incluye una explicación general del modelo que se va a utilizar para realizar el análisis comparativo entre los diferentes escenarios. En el Capítulo 5 se definirán más en detalle los ajustes requeridos para adaptar el modelo a los escenarios elaborados en el Capítulo 4.

2.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MODELO CEVESA

El modelo CEVESA es un modelo que permite la planificación de la expansión del parque de generación del sistema eléctrico español, considerando tanto las inversiones realizadas por las compañías de Generación Centralizada (GC), como las soluciones de Generación Distribuida (GD) adoptadas por clientes particulares (*behind the meter*).

Las inversiones en GC, que serán las que se estudien en este Trabajo, se materializan en el modelo en forma de plantas de generación térmica (Turbinas de Gas y Ciclos Combinados), generación renovable (solar fotovoltaica, eólica) y baterías de ion de litio.

Entrando un poco más en el detalle, el modelo de CEVESA es un modelo dinámico multizonal, es decir, un modelo que evoluciona durante el horizonte de simulación (resultado en el año X utilizado como input para el año $X + 1$) y en el que cada zona se modela como un nodo conectado al resto de nodos a través de las interconexiones entre ambas zonas. Es un modelo de equilibrio basado en variaciones conjeturales, con conjeturas precio-respuesta y con detalle horario que permite obtener el despacho eléctrico y los perfiles de precios horarios a lo largo de una semana sintética representativa construida a través de un algoritmo genético a partir de las series horarias históricas, y cuyo funcionamiento detallado aparece descrito en el trabajo "*Synthesizing representative periods for chronological hourly electricity generation expansion models*" [7].

El modelo permite establecer restricciones de energía, reserva secundaria, capacidad, rampas, arranques y paradas de los grupos de generación y determina el equilibrio

considerando en un único nivel las decisiones de inversión y operación, y resuelto a través de un problema de minimización cuadrática equivalente con los costes modelados, lo cual simplifica considerablemente su resolución.

Si atendemos a cómo se realiza la representación de los diferentes elementos dentro del modelo, podemos destacar las siguientes características de CEVESA:

- Las centrales eléctricas de las Compañías de Generación se representan por unidad de oferta (uof), hasta su año de cierre previsto, y las nuevas inversiones se modelan como MW instalados de una determinada tecnología.
- A pesar de que no se modela un mercado eléctrico como tal (no se gestionan ofertas ni su casación en los mercados diarios o intradiarios), se considera que el precio es el coste marginal del sistema ampliado por las conjeturas. Además se aplica el enfoque de market splitting para determinar si las líneas de interconexión están o no saturadas, y, por tanto, los precios de las diferentes zonas interconectadas, que solo coincidirán cuando no se esté utilizando toda la capacidad disponible en la interconexión.
- En el sector de transporte, los perfiles de utilización de los vehículos son horarios, lo que permite una representación más precisa de la interacción con la generación renovable, hidráulica y térmica. El parque de vehículos representado por CEVESA incluye únicamente el parque de turismos y las furgonetas (tanto de combustión como eléctricos) y su modelización detallada aparece descrita en el trabajo “An Electricity Generation Expansion Model with ICEV and PEV Investments” [73].

Todas estas características se incluyen en el software de CEVESA a través de los diferentes módulos que lo componen. Entre los módulos más destacables cabe citar:

- Módulo de Generación Central y Distribuida, que recoge los costes de inversión de las distintas tecnologías, el precio de los combustibles, los costes variables, los costes de operación, mantenimiento, arranque y parada, la potencia máxima y

mínima de los grupos, así como las rampas de subida y bajada que los limitan, la potencia instalada, las emisiones de cada grupo, etc.

- Módulo de demanda y negocios regulados, que recoge la demanda de cada tipo de cliente y las pérdidas en las redes de transporte y distribución.
- Módulo de equilibrio demanda-generación y que permite el cálculo de los precios horarios de la energía y las inversiones realizadas en cada tecnología.
- Módulos relacionados con el parque de vehículos, que incluye la flota inicial del parque de vehículos, costes de inversión, precio del combustible, características técnicas de las baterías, y las estrategias de carga nombradas anteriormente.

En la Figura 19 aparece la relación entre los diferentes módulos que componen CEVESA:

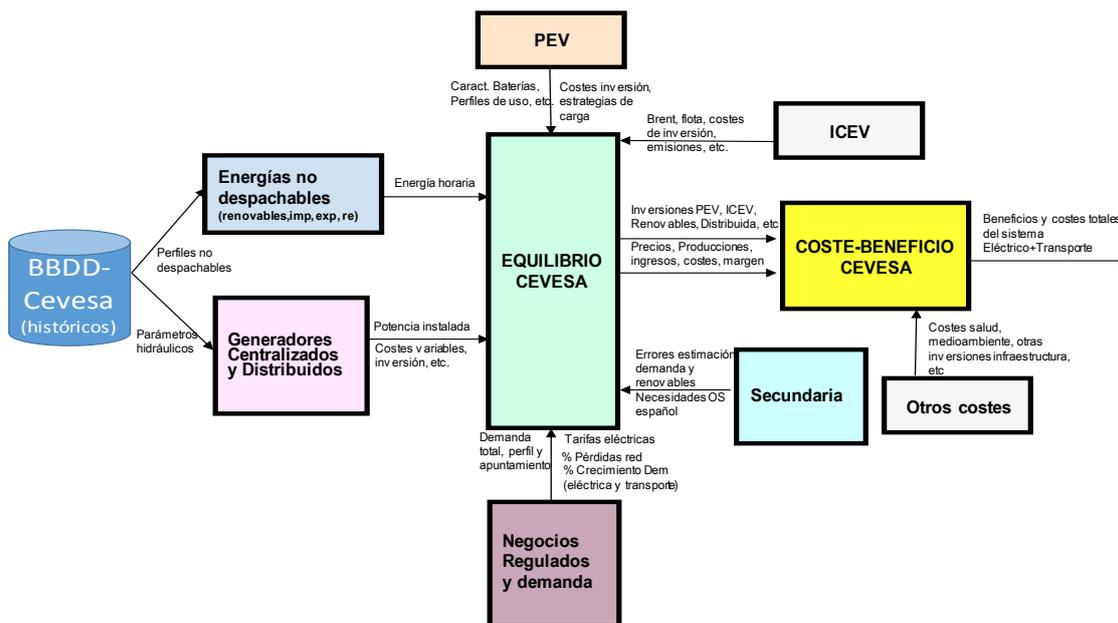


Figura 19: Módulos de CEVESA y su relación interna

Para terminar con esta primera descripción de CEVESA, es necesario mencionar que los módulos que componen el modelo, exceptuando el módulo de equilibrio que está codificado íntegramente en GAMS (resolución del equilibrio con el optimizador CPLEX), están desarrollados en Visual Basic. Con el fin de facilitar la labor del usuario, la interfaz está desarrollada en Excel, más intuitiva y con una visualización más simplificada de los diferentes datos de entrada y resultados obtenidos tras su ejecución.

2.2.2 ADECUACIÓN DEL MODELO PARA ESTE TRABAJO

CEVESA, en su definición más general, es un modelo para planificar la expansión del parque de generación eléctrico. Con él se puede calcular las inversiones óptimas en sistemas de generación durante un periodo de estudio a partir de los parámetros que fijados como entradas mediante la minimización del coste ampliado total de explotación e inversiones.

El problema que se pretende estudiar en este Trabajo, descrito en la sección 2.1, se ajusta por tanto a las capacidades del modelo CEVESA.

Utilizando los parámetros de entrada al modelo, de los que se ofrecerá una visión más detallada en la primera parte del Capítulo 5, se construirán los escenarios de transición que resulten de la revisión literaria que se incluye en el Capítulo 3. Posteriormente, con los resultados obtenidos para cada escenario, se pretende comparar las inversiones necesarias en cada caso de estudio, sus costes y otras variables de salida relevantes que también se definirán en el Capítulo 5.

CEVESA tiene dos modos de ejecución, uno de ellos muy adecuado para este estudio:

- Por un lado, CEVESA puede ejecutarse como modelo de explotación. Esto quiere decir que el modelo permite que sea el propio usuario el que ajuste las inversiones que han de hacerse, indicando los MW anuales a instalar de cada tecnología. CEVESA calcula los costes de explotación asociados y las variables de interés como precios, producción y emisiones de las diferentes tecnologías.
- El modo de ejecución más adecuado para este estudio es el de inversiones. En este modo, CEVESA determina las inversiones óptimas que minimizan el coste total del sistema (explotación e inversiones) para el horizonte de estudio considerado y el escenario de entrada considerado. El modelo de inversiones calcula también otras salidas relevantes como costes, precios (la minimización de costes implica que el precio es el coste marginal del sistema, simulando un modelo de competencia perfecta) y producción de cada escenario.

2.3 OBJETIVOS DEL TRABAJO

Se exponen ahora los objetivos principales de este estudio.

2.3.1 OBJETIVO PRINCIPAL

Los objetivos que pueden considerarse como ejes centrales de este proyecto, y que representan las diferentes fases de éste, se citan a continuación por orden de realización:

1. En primer lugar, la realización de una **Revisión tecnológica sobre posibles escenarios futuros de transición** hacia un sistema eléctrico fundamentalmente renovable. En esta revisión se examinarán estrategias de transición a nivel europeo y nacional con el fin de sentar unas bases sólidas de cara a la elaboración de escenarios representativos de la transición del sistema eléctrico español durante las próximas décadas.
2. **Elaboración de escenarios de transición** a partir de la revisión realizada en el punto anterior. Se pretende aquí identificar argumentos comunes entre los diferentes trabajos consultados que permitan definir cuáles son los parámetros que caracterizarán cada uno de los escenarios a analizar. Se tratará, en primer lugar, de construir un Caso Base que represente un escenario moderado y razonable, para más tarde establecer niveles diferentes de los parámetros identificados como más relevantes y que darán lugar a los nuevos escenarios que se quieren comparar.
3. **La adaptación del modelo CEVESA.** Para poder proceder con el estudio de estos escenarios, se tendrán que identificar los parámetros de entrada de CEVESA que mejor permitan delinear cada escenario, así como las variables de salida pertinentes para su posterior estudio.
4. **La realización de una valoración técnico-económica de los resultados.** Se compararán los aspectos tecnológicos de los parques de generación obtenidos para cada escenario, así como sus costes. Para la realización de estos análisis se comentarán las principales tendencias observadas, las diferencias más notables

entre escenarios y las sensibilidades del modelo a los diferentes parámetros de entrada.

5. **Redacción del documento memoria final** que incluya estas valoraciones técnico-económicas.

2.3.2 OBJETIVOS SECUNDARIOS

Como objetivos secundarios de este trabajo se citan los siguientes:

1. Realización de una revisión de la literatura que ayude en la determinación de los requisitos de funcionamiento de un sistema puramente renovable basado, principalmente, en generación solar fotovoltaica y eólica, para garantizar los objetivos de seguridad de suministro.
2. Modernización de la interfaz del modelo CEVESA para mejorar la experiencia de usuario facilitándole la visualización de datos de entrada y resultados.
3. Elaboración de una documentación exhaustiva del modelo CEVESA que permita su adecuada comprensión a nuevos usuarios. Esta documentación ha de contener, además de la definición general del modelo, una explicación pormenorizada de las diferentes variables, parámetros, funciones objetivo y restricciones que intervienen en cada ejecución del modelo.
4. Identificación de posibles líneas de trabajo futuras que, por motivos de tiempo o de extensión, no puedan ser acometidas en este Proyecto pero que puedan ser de interés para futuros proyectos.

Capítulo 3. **REVISIÓN DE LITERATURA.**

ESCENARIOS DE TRANSICIÓN EN EL CORTO Y MEDIO PLAZO

Este Capítulo 3 tiene como principal objetivo definir los escenarios que serán simulados. Para ello, se realizará aquí una revisión de la literatura acerca de lo que otros autores han considerado como escenarios probables de transición energética.

Tras la revisión, se incluirá una sección en la que se expondrán las necesidades técnicas que permiten la operación y garanticen el suministro en un sistema de generación fundamentalmente renovable.

A pesar de que este Trabajo de Fin de Máster tiene el ámbito restringido únicamente al sistema español con vistas a la descarbonización del sector eléctrico en el largo plazo, en esta sección se revisarán trabajos que realicen también previsiones en el medio plazo, es decir, para el año 2030, con el fin de conocer más en detalle el camino a seguir para llegar al año 2050.

Además, aunque en este Trabajo se estudie únicamente el sistema eléctrico español, se revisarán trabajos que aborden la transición para el conjunto del sistema eléctrico europeo, con el objetivo de detectar diferencias entre las previsiones a nivel europeo y la transición que hipotéticamente se vivirá en España.

Comenzamos precisamente con la revisión de aquellos trabajos centrados en el panorama europeo para ofrecer un marco de referencia con el que después comparar los trabajos aplicados al caso español.

3.1 ESCENARIOS VIABLES DEL SISTEMA ELÉCTRICO EUROPEO

Se exponen a continuación los resultados presentados por 3 estudios que, por su nivel de detalle y por sus conclusiones, se han considerado de especial interés para este trabajo:

3.1.1 “DECARBONIZATION PATHWAYS”

Este primer informe fue presentado en 2018 por la “*Unión de la Industria Eléctrica*”, más conocida como *Eurelectric*, que tiene como aspiración final la neutralidad de emisiones (o casi-neutralidad) en el año 2050 [74].

Eurelectric afirma que la única forma de alcanzar una reducción sustancial de las emisiones es a través de la electrificación de los sectores del transporte, industria y viviendas. Esta electrificación deberá venir acompañada de una mayor penetración de las energías renovables que en 2045 representarían un 80% de la demanda energética total.

El estudio presenta 3 posibles escenarios en función de la tasa de descarbonización alcanzada en el año 2045. En cada uno de los tres escenarios se propone un mix energético para alcanzar dicha descarbonización, y se observa una clara dominancia de la generación eólica, tanto onshore como offshore. En la Tabla 7 se resumen los resultados de este estudio:

Producción por Tecn. en Europa 2045	80% Descarb.	90% Descarb.	95% Descarb.
Prod. Total Europea (TWh)	5.200	6.300	7.000
Eólica Offshore	21%	25%	28%
Eólica Onshore	31%	27%	22%
Solar	13%	15%	16%
Hidráulica	17%	16%	16%
Nuclear	13%	12%	12%
Ciclos Combinados	4%	5%	6%
Carbón	0%	0%	0%

Tabla 7: Resumen Producción Tecnologías en Europa 2045. Eurelectric [74]

De esta manera, el mix energético quedaría determinado por aproximadamente un 16% de energía solar, 51% de energía eólica, 16% hidráulica, 12% nuclear y 5% de ciclos combinados.

El papel de los ciclos es ahora diferente, ya no es un actor principal en materia de generación, sino que su utilidad radica más bien en garantizar la seguridad de un sistema con una generación mucho más variable, debido a la intermitencia de la eólica o la solar, especialmente en aquellas zonas donde no se disponga de generación hidráulica o nuclear.

La capacidad firme del sistema en este caso viene dada por la presencia de la generación hidráulica y nuclear. Además, *Eurelectric* ve como esencial el desarrollo de sistemas de gestión de demanda que podría materializarse a través de una mayor penetración de vehículos eléctricos que incorporasen sistemas de carga inteligente y a través de la producción de “combustibles eléctricos” que tendrían su futuro en las tecnologías de *Power-to-Gas* o *Power-to-Liquids*.

3.1.2 “TRANSFORMATION OF EUROPE POWER SYSTEM UNTIL 2050”

Este informe realizado por McKinsey & Company en el año 2010, estudia las posibilidades de desarrollo del sector eléctrico europeo entre los años 2020 y 2050 [9]. Con este estudio la consultora pretendía dar soporte sobre el que los diferentes países del ámbito europeo pudiesen desarrollar sus Planes Nacionales de Energía y Clima utilizando un modelo que se ejecuta en 3 pasos:

1. En primer lugar, su modelo decide el emplazamiento óptimo para los sistemas de generación renovable en función del atractivo financiero y geográfico, es decir, distingue el potencial de instalar una determinada tecnología en una determinada zona. La capacidad a instalar se define bien de manera o bien a través de un coste máximo de generación.
2. A través del modelo PLEXOS (utilizado en multitud de estudios relacionados con la expansión de sistemas de generación renovable [75], [76]), se decide el

- emplazamiento ideal de las tecnologías de generación convencional y se decide las capacidades necesarias de interconexión entre los diferentes países modelados.
3. Finalmente se realiza un test de estrés del sistema, para garantizar que las nuevas inversiones no han perjudicado la confiabilidad del sistema.

Las principales hipótesis de las que parte este estudio son las que se citan a continuación:

- Se estima un crecimiento anual medio de la demanda eléctrica de 0,88%.
- Modela un mercado europeo único, pero sin realizar la casación de ofertas y demandas (al igual que sucede en el caso de CEVESA).
- Establece como restricción intermedia que el porcentaje de electricidad que debe ser suministrado por fuentes de energía renovable en 2020 sea de al menos un 36% (España se situó en un 37,5% este pasado 2019 [77]).

De los 3 escenarios considerados, hay 2 que pueden ser interesantes para este trabajo:

- Escenario “Clean”: las restricciones impuestas en este escenario son:
 - Reducción de las emisiones de GEI un 80% respecto a los niveles de 1990.
 - Sector eléctrico reduce sus emisiones en un 95% respecto de 1990.
- Escenario “Green”: las restricciones en este segundo caso son más estrictas:
 - Reducción de las emisiones de GEI un 80% respecto a los niveles de 1990.
 - Tasa de producción de renovables + hidráulica de un 80% de la energía eléctrica consumida.

Los resultados de ambos escenarios para 2050 se presentan en la Tabla 8Tabla 8: Resumen Producciones por tecnologías en Europa 2050. Mckinsey & Company :

Producción por Tecn. Europa 2050	Escenario Clean	Escenario Green
Prod. Total en Europa (TWh)	4.900	4.900
Eólica	22%	34%
Solar	2%	14%
Desertec ¹	-	13%
Biomasa y Geotermia	8%	7%
Hidráulica	13%	13%
Nuclear	47%	13%
Carbón con Captura Emisiones	7%	5%
CC + Carbón sin Captura	1%	1%

Tabla 8: Resumen Producciones por tecnologías en Europa 2050. Mckinsey & Company [9]

Las conclusiones que se pueden extraer de estos resultados se presentan a continuación:

- La provisión de capacidad firme y de respaldo se realiza manteniendo en funcionamiento las centrales de ciclo combinados, menos costosos que la expansión de centrales hidráulicas para dotarlas de capacidad de bombeo.
- En ningún momento se consideran tecnologías de almacenamiento diferentes a las centrales hidráulicas de bombeo. En el año 2010, fecha de realización de este estudio, el uso de baterías aún no estaba expandido y su potencial como fuentes de almacenamiento reversible para proveer de flexibilidad al sistema eléctrico no se consideraba como óptimo desde el punto de vista económico.
- En todos sus escenarios, McKinsey & Company consideran el uso de centrales nucleares, que representarían aún en 2050 una parte importante de la producción. En el caso de España esto implicaría la renovación de estas centrales para alargar su vida útil ya que el proceso de cierre de la nuclear espera iniciarse en el año 2027 con el cierre de Almaraz I y finalizarse en 2035 con el cierre de lo que serían las dos últimas centrales nucleares españolas, Vandellós II y Trillo [78].

¹ El Proyecto *Desertec* prevé la instalación masiva de solar fotovoltaica y eólica en zonas de bajo coste y ricas en estos recursos, como África Septentrional y Oriente Próximo

3.1.3 “ENERGY TRANSITION IN EUROPE ACROSS POWER, HEAT, TRANSPORT & DESALINATION SECTORS”

La Organización formada por expertos en el ámbito del desarrollo energético *Energy Watch Group (EWG)* publicó en 2018 este informe con la misión de proporcionar información objetiva para establecer políticas energéticas ajustadas a las necesidades reales del sector [79].

Desde el primer párrafo del informe, *EWG* afirma que la transición energética hacia un sistema 100% renovable en todos los sectores es viable. Este sistema totalmente renovable tendría además unos costes inferiores a los del sistema actual. Además, a través de las tecnologías de generación renovable y los sistemas de almacenamiento, pueden conseguirse niveles adecuados de seguridad y confiabilidad de suministro energético.

Las hipótesis de las que parte este estudio son las siguientes:

- Al igual que en el estudio de *Eurelectric*, se presupone un alto grado de electrificación, que en 2050 implicaría suministrar un 85% de la demanda de energía total consumida a través de generación eléctrica renovable.
- Crecimiento de la demanda eléctrica de un 3,7% anual, muy elevado comparativamente con el resto de trabajos consultados debido a esta mayor tasa de electrificación.

La producción en 2050 por tecnologías viene recogida en la Tabla 9:

Producción por Tecn. en Europa 2050	Único Escenario
Prod. Total en Europa (TWh)	17.250
Eólica	31%
Solar	61%
Biomasa y Geotermia	3%
Hidráulica	5%

Tabla 9: Resumen Producción por Tecnologías en Europa 2050. Energy Watch Group [79].

Lo más interesante de este estudio es que en el mix de generación eléctrica propuesto para el año 2050, la apuesta de *EWG* es radicalmente diferente a la de las dos fuentes anteriores, en las que el principal aporte renovable procedía de la energía eólica (~50% *Eurelectric*, ~34,5% *McKinsey & Company*). En este caso, la energía eólica sigue representando un 31% del total, pero es la generación solar fotovoltaica la que adquiere una dominancia superior con un 61% del total.

Otro aspecto relevante de este trabajo es el hecho de que se menciona el papel vital que cumplirán los sistemas de almacenamiento que, para el año 2050, contarán con una capacidad suficiente como para proveer el 17% de la demanda eléctrica y un 20% de la demanda calorífica. El 83% de la capacidad de almacenamiento instalada se proveerá por medio de baterías.

3.2 ESCENARIOS VIABLES DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

En esta sección se expondrán otra serie de trabajos que llevan a cabo el mismo ejercicio que la sección anterior, pero particularizado para el sistema eléctrico español.

3.2.1 “VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA UN SUMINISTRO ELÉCTRICO 100% RENOVABLE EN ESPAÑA”

En su tesis doctoral de 2013, Santiago Galbete realiza un análisis acerca del estado actual del sector eléctrico español y expone su visión de cómo habría de acometerse la transición hacia un sistema renovable atendiendo a criterios económicos y técnicos [80].

A diferencia de lo que se hará en este TFM, el modelo utilizado en esta tesis no calcula los niveles económicamente óptimos de inversión en las diferentes tecnologías, sino que la potencia instalada de cada tecnología es un parámetro de entrada. Además, se trata de un modelo estático que no evoluciona en el horizonte temporal, sino que se ejecuta para un único año en el que se fijan las capacidades de cada tecnología, así como los niveles de demanda estimados a partir de series temporales de años anteriores.

En este trabajo, además de indicar la producción de cada una de las tecnologías, se incluye también la capacidad a instalar. Ambos resultados se presentan resumidos en la Tabla 10 y la Tabla 11:

Producción por Tecn. en España 2050	Escenario 1	Escenario 2	España 2010
Prod. Total en España (TWh)	250	250	250
Eólica Offshore	47%	42%	16%
Eólica Onshore	6%	6%	-
Solar	18%	17%	4%
Biomasa y Geotermia	18%	26%	2%
Hidráulica Convencional	8%	8%	10%
Bombeo	3%	2%	1%
Nuclear	-	-	22%
Ciclos Combinados	-	-	20%
Carbón	-	-	13%
Cogeneración	-	-	12%

Tabla 10: Producción energética por tecnología en España. Tesis S. Galbete Goyena [80]

Potencias Instaladas en 2050	Escenario 1	Escenario 2	España 2010
Potencia total en España (GW)	132	118	99
Eólica Onshore	59 (44%)	50,3 (42,5%)	20 (20,2%)
Eólica Offshore	3,6 (3%)	3,6 (3%)	-
Solar	33,5 (25%)	27,5 (23%)	4 (4,2%)
Biomasa y Geotermia	8,3 (6%)	11,8 (10%)	0,7 (7,1%)
Hidráulica Convencional	17 (13%)	17 (14,5%)	14,8 (15%)
Bombeo Puro	9 (7%)	6,1 (5%)	2,75 (2,7%)
Otras	1,98 (1,5%)	1,98 (1,7%)	1,98 (2%)
Potencia Convencional	-	-	54,6 (55%)

Tabla 11: Potencias Instaladas en España. Escenario 100% Renovable. Tesis S. Galbete Goyena [80]

Si bien se menciona que para el año 2050 la previsión de demanda sería de 280 TWh, (incremento anual medio de un 0,2% respecto de los niveles de 2010), los estudios de cada escenario se llevan a cabo con los datos propios a ese mismo año 2010.

Vemos que la tecnología dominante es la eólica con unos porcentajes sobre potencia total instalada de 44% y 42% en los Escenarios 1 y 2, respectivamente. La solar (no distingue entre PV y térmica) alcanza cuotas de 25 y 23% en ambos escenarios. El almacenamiento queda cubierto a través de la expansión de las centrales hidráulicas de bombeo puro.

En cuanto a producción, la eólica contribuiría con un 52,8 y un 46,8% en cada escenario, mientras que la aportación de la solar es mucho más tímida, con apenas un 18,3 y 16,8%. El peso de la generación derivada de fuentes como biomasa y geotermia es similar a la contribución de la solar. El resto de la producción corre a cargo de la hidráulica en sus diferentes aplicaciones.

Como aspecto interesante de este trabajo, cabe destacar la importancia que se otorga a las tecnologías de geotermia y biomasa. En el Escenario 2, a través de una mayor instalación de biomasa y geotermia, que se consideran controlables y despachables, es posible reducir la capacidad total del parque de generación. Esta hipótesis no parece estar muy alineada con las previsiones del PNIEC, donde la aportación de estas fuentes controlables será significativamente menor.

3.2.2 “RENOVABLES 2050. UN INFORME SOBRE EL POTENCIAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA ESPAÑA PENINSULAR”

En este primer informe, de los dos que se mencionarán de *GreenPeace*, la organización ecologista trató de asesorar el potencial renovable en España [81]. A pesar de que este informe fue publicado hace ya casi 15 años, se han decidido incluir sus aquí sus resultados para compararlos con la actualización que el mismo *GreePeace* realizó 12 años después, corrigiendo muchas de las estimaciones realizadas en esta primera versión de 2006.

En la Tabla 12 se recoge el mix propuesto por GreenPeace para 2050:

Potencias instaladas en 2050	GreenPeace
Potencia total en España (GW)	180
Eólica Onshore	27,5 (15,2%)
Eólica Offshore	16,5 (9,1%)
Solar	100,5 (56%)
Biomasa y Geotermia	8,4 (4,6%)
Hidráulica Convencional	16,6 (9,2%)
Bombeo Puro	8 (4,5%)
Olas (Mareomotriz)	8,4 (4,6%)
Otras	2,2 (1,2%)
Potencia Convencional	-

Tabla 12: Potencia instalada por tecnologías en España 2050. Fuente: GreenPeace [99]

La apuesta de GreenPeace es aquí clara, un 56% de la potencia instalada en una España 100% renovable es de procedencia solar y, además, de esta potencia solar, cerca del 50% será solar térmica con el fin de cumplir funciones de almacenamiento. En cuanto a la potencia eólica, el crecimiento es muy moderado si lo comparamos con el resto de escenarios y la cifra alcanzada en 2050 está casi al mismo nivel que la capacidad eólica terrestre registrada a principios de 2020 (25.700 MW [67]).

El estudio da también una importancia considerable a los recursos de biomasa, geotermia y mareomotriz, que sirvieron de inspiración en la elaboración de los escenarios de S. Galbete, pero que no parecen alineados con las estimaciones del *PNIEC*.

3.2.3 “ESTUDIO TÉCNICO DE VIABILIDAD DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL MEDIO PLAZO EN ESPAÑA”

En 2018, GreenPeace publicaría un segundo estudio en el que cambiaría gran parte de las estimaciones que se citaban en el trabajo anterior. Este estudio se centraba ahora en el medio plazo, ofreciendo posibles escenarios de transición para 2030 caracterizados por la permisividad de contar con determinadas tecnologías y por distintos valores de crecimiento de la demanda [8].

De todos los escenarios propuestos en este estudio se retienen aquellos dos que mejor podrían asemejarse a lo que se quiere estudiar en este trabajo. En ambos escenarios se estima un crecimiento de demanda medio de un 1% anual y una tasa de renovables de un 65% sobre la generación eléctrica total (más bajo que el *PNIEC*, que la fija en un 74%). La diferencia entre ambos es la imposibilidad de contar con producción nuclear en el primero, mientras que en el segundo la mayor parte de la nuclear seguiría activa:

Producción por Tecn. en 2030	Escenario Sin Nuclear	Escenario Con Nuclear
Prod. Total en España (TWh)	259	263
Nuclear	-	23%
Carbón	-	-
Gas	24%	12%
Gas (Nueva Gen. De Respaldo)	7%	2%
Hidráulica Convencional	3%	2%
Bombeo Puro	1%	1%
Eólica	30%	26%
Solar	17%	16%
Biomasa y Geotermia	9%	8%
Cogeneración	11%	10%
% Renovables + Hidr.	59%	53%

Tabla 13: Producción por tecnologías en España. Demanda moderada. Fuente GreenPeace [8].

En ambos escenarios presentados es la eólica la que más contribuye a la producción energética, con entre un 25% y un 30% dependiendo del escenario. La energía solar contribuiría con cerca de un 17% en ambos casos.

En la Tabla 13 se observa como en ninguno de los dos escenarios se consigue llegar al porcentaje fijado como objetivo de renovables (65%) y lo que es más importante, en ambas situaciones es necesario recurrir a la instalación de potencia de respaldo en forma de ciclos combinados que permitan hacer frente a la mayor variabilidad del sistema, de hecho, en el escenario en el que no hay generación nuclear ni de carbón, la energía suministrada por los viejos ciclos sumada a la de los nuevos supera la proporcionada por la eólica.

A la vista de estos resultados, *GreenPeace* concluye que para lograr una transición eficaz será necesario incorporar mecanismos de flexibilidad a través de:

- Expansión del parque solar térmico, que aporta flexibilidad y permite reducir la instalación de potencia contaminante de respaldo.
- Desarrollo de sistemas de gestión activa de demanda (contratos de interrumpibilidad, flexibilidad a través de demanda agregada, etc.)
- Aumento de las interconexiones con Francia (asume una capacidad esperada de 6.000 MW para 2030, inferior a la capacidad que se tendría en esas fechas si se completan los proyectos mencionados en la sección “1.2.4 Dependencia Energética e Interconexiones”.
- La inclusión de sistemas de carga inteligente en vehículos eléctricos y el desarrollo de estrategias de V2G para integrar un mayor porcentaje de renovables.

3.2.4 “ANÁLISIS Y PROPUESTAS PARA LA DESCARBONIZACIÓN”

Este estudio realizado por la *Comisión de Expertos de Transición Energética* en 2018 [82] es, quizás, el más completo de los revisados en este Capítulo para el caso de España.

El modelo empleado por la *Comisión* recibe el nombre de MASTER SO (“*Model for the Analysis of Sustainable Energy Roadmaps*”) y se trata de un modelo estático en el que, a partir de la demanda exógena y de la capacidad inicial instalada, se calculan las inversiones en tecnologías de generación. Tiene en cuenta entradas tales como el cierre del parque nuclear, la hidráulicidad anual y la producción renovable a partir de series históricas, de una manera similar a lo que se hace en CEVESA.

Para el año 2050 estima un crecimiento medio anual de la demanda eléctrica de un 1,6%, lo que supondría alcanzar los 400 TWh generados. Este crecimiento es fruto de una mayor electrificación, que alcanzaría el 43% de la demanda energética total.

En 2050, en un escenario totalmente descarbonizado, los resultados de este informe establecen que serían únicamente las tecnologías eólica, solar e hidráulica las encargadas de suministrar la totalidad de la producción como muestra la Tabla 14:

Producción por Tecn. en 2050	100% Descarbonizado
Prod. Total en España (TWh)	400
Hidráulica Conv. + Bombeo	5%
Eólica	50%
Solar	45%

Tabla 14: Producción energética en España por tecnologías. Comisión de Expertos de Transición Energética [82]

El problema de la flexibilidad y de la intermitencia de estas tecnologías se solventaría con la instalación de 4.75 GW de almacenamiento en forma de baterías. La producción de estas baterías se encuentra incluida en los porcentajes de solar y eólica de la Figura 13. Tabla 14: Producción energética en España por tecnologías. Comisión de Expertos de Transición Energética que son las encargadas de su recarga.

De este estudio es especialmente interesante ver las producciones y capacidades que se estiman para 2030, que aparecen recogidas en la Tabla 15 y en la Tabla 16:

Producción por Tecn. en 2030	Comisión Expertos 2030
Prod. Total en España (TWh)	320
Eólica	35%
Solar PV	24%
Solar Térmica	1%
Biomasa y Geotermia	3%
Hidráulica	8%
Nuclear	13%
Ciclos Combinados	5%
Carbón	-
Cogeneración	10%
% renovable + Hidr	71%

Tabla 15: Producción por Tecnologías en 2030 en España. [82]

Potencia instalada por Tecn. en 2030	Comisión Expertos 2030
Parque total en España (GW)	198
Eólica	77 (39%)
Solar PV	47,5 (24%)
Solar Térmica	2,3 (1%)
Biomasa y Geotermia	2,55 (1%)
Hidráulica + Bombeo	23 (12%)
Nuclear	7,11 (4%)
Ciclos Combinados	24,5 (12%)
Carbón	-
Baterías	4,75 (2%)
Cogeneración	8,5 (4%)
% renovable + Hidr.	77%

Tabla 16: Potencia Instalada por Tecnologías en España 2030. Comisión de Expertos de Transición Energética [82]

La producción renovable asciende hasta un 70%, quedándose muy cerca del objetivo del PNIEC de un 74%, si bien vemos que las potencias instaladas de estas tecnologías son considerablemente superiores a las estimaciones del PNIEC (aunque proporcionales). Según este trabajo, España pasaría de ser importador de energía de Francia en la actualidad a suministrarles más de 37 TWh anuales. Este hecho podría indicar que el sistema español estaría algo sobredimensionado (198 GW instalados) y con niveles de eólica y solar algo menos elevados se llegaría a un escenario muy similar al del PNIEC.

3.3 NECESIDADES DE UN SISTEMA CON UNA ALTA PENETRACIÓN RENOVABLE

Lo que se persigue en esta sección es complementar la información recopilada sobre las diferentes posibilidades de transición con recomendaciones acerca de los criterios que deben satisfacer los sistemas de generación con una alta tasa de producción renovable.

Existe unanimidad de opiniones acerca de que el principal problema al que debe hacer frente un sistema renovable es el de la intermitencia de los recursos de generación eólica,

solar y la limitación del recurso hidráulico. La solución propuesta en la tesis de S. Galbete Goyena [80] pasa por generación renovable de recurso despachable (biomasa) y, sobre todo, a través de sistemas de almacenamiento reversible, con el bombeo como principal tecnología.

Faltaría entonces determinar los niveles óptimos de almacenamiento a instalar. Aquí, S. Galbete afirma que el nivel de almacenamiento dependerá del sobredimensionamiento del sistema. Sus resultados muestran que, para un sistema cuya producción potencial renovable anual (potencia renovable disponible) sea igual a la demanda eléctrica anual del sistema, la capacidad necesaria de almacenamiento para asegurar el suministro del 100% de la demanda estaría en torno al 8% de la potencia total instalada. Se ha elaborado la Figura 20 con los niveles de almacenamiento requeridos para distintos valores del cociente entre potencial renovable y demanda según los datos de esta tesis.

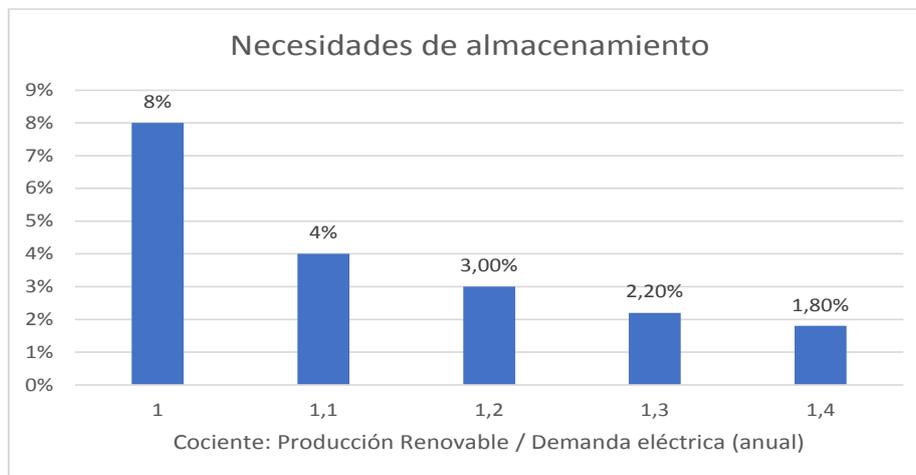


Figura 20: Necesidades de almacenamiento según producción renovable y demanda. [9].

En cuanto a las tecnologías que podrían cumplir esta función de almacenamiento reversible, existe también unanimidad de opiniones puesto que, en el año 2017, el 99% de la capacidad instalada de almacenamiento se correspondía con centrales hidráulicas de bombeo, según los datos de la *Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)* [83].

España es el 4º país a nivel mundial que cuenta con una mayor capacidad de bombeo. Sin embargo, en materia de sistemas de almacenamiento alternativos, España se encuentra muy a la zaga de otros países europeos que han anunciado sus inversiones en proyectos de almacenamiento alternativos, fundamentalmente en baterías, como muestra la Figura 21 extraída del informe publicado por *ATA insights* en junto con *Clean Horizon*, ambas expertas en el sector de las energías renovables [84]:



Figura 21: Proyectos de Almacenamiento excluyendo baterías. Febrero 2019. Fuente *ATA insights* [83]

Otro estudio que muestra la importancia del almacenamiento, pero en este caso aplicado al sistema francés, es el realizado por *ADEME* (Agencia del Medio Ambiente y Energía francesa) publicado en 2013 bajo el título de “*Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050*” (“*Hacia un mix eléctrico 100% renovable en 2050*”) [85]. En este informe se concluye que un mix totalmente renovable es factible a nivel técnico y además resultaría más económico que el sistema de generación actual.

Para su consecución, es necesario un correcto dimensionamiento a través de la satisfacción de determinados requerimientos entre los que destacan:

- Gestión de la demanda a través de sistemas como pueden ser las estrategias de carga inteligentes del parque de vehículos eléctricos.

- Correcto entendimiento de los riesgos meteorológicos. Esto implica que el mix instalado debe estar adaptado para garantizar el suministro en condiciones meteorológicas muy diferentes y considerando que pueden darse condiciones extremas. Para estas situaciones excepcionales, es necesario contar con sistemas de almacenamiento que puedan suministrar la demanda en horas de baja producción renovable y desplazar toda la demanda gestionable a horas pico de generación renovable.
- Adaptación de la red de transporte y optimización de los flujos interregionales. Para ello, es preciso conocer bien el potencial renovable de cada región (que viene determinado por las condiciones meteorológicas, la orografía, etc.) con respecto a cada tecnología para después asesorar el impacto que la instalación de una tecnología u otra tendrá sobre la red de distribución y transporte.
- Variedad de tecnologías de generación para mejorar la resiliencia del sistema eléctrico frente a las condiciones meteorológicas. No se recomienda, por lo tanto, emplear una única tecnología renovable para hacer frente al grueso de la demanda, sino que es beneficioso aprovechar las complementariedades entre los distintos sistemas de generación: la generación eólica presenta un perfil más plano a lo largo del día y permite satisfacer una “*demanda base*”, mientras que, por otro lado, la energía solar fotovoltaica y térmica permitiría satisfacer en las horas de máxima captación solar, la demanda pico que incluiría la mayor parte de la demanda gestionable y cuyo excedente puede almacenarse (en el caso de la térmica) o utilizarse para bombear agua para su posterior utilización en horas con menor producción solar, para la recarga de baterías que cumplirían la misma función en el corto plazo o para la producción de hidrógeno (“*Power-to-Hydrogen*”) como medio de almacenamiento energético en el largo plazo [86].

Tras esta revisión y sabiendo que CEVESA no modela la red de transporte y distribución ni distingue entre zonas geográficas, se tratará de considerar los siguientes aspectos:

- Se ha de contar con niveles aceptables de tecnologías que permitan el almacenamiento reversible. Como CEVESA no calcula la inversión en centrales hidráulicas de bombeo ni en solar térmica, que además es poco despachable, el almacenamiento vendrá dado por inversiones en baterías.
- Si bien a través de CEVESA se calcularán los escenarios de inversión óptimos, en general no se tiene en cuenta el criterio de complementariedad de tecnologías. Por ello se considerarán escenarios más realistas como aquellos que ofrezcan un perfil de tecnologías de generación más diversificado.

Capítulo 4. ELABORACIÓN DE ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

Terminada la revisión de literatura y con una idea más clara de cómo han de construirse los escenarios que se simularán con CEVESA, en este Capítulo 4 comenzaremos definiendo aquellos parámetros que definirán los escenarios de simulación.

Se realizará una primera división inicial entre escenarios que alcanzan un 100% de generación renovable en el año 2050 y escenarios que incluyen generación convencional en su mix de generación. En ambos casos, se definirá un “*Escenario Base*” con valores moderados a partir del cual estudiar las sensibilidades frente a las variaciones de los parámetros previamente seleccionados.

Cabe destacar, antes de empezar, que pese a que CEVESA permite realizar simulaciones que incluyan el impacto de la Generación Distribuida, este estudio se centrará únicamente en la expansión del parque de Generación Centralizada, se deja como línea de trabajo futura el estudio del impacto de la Generación Distribuida (*behind-the-meter*) sobre los escenarios simulados.

4.1 PARÁMETROS PRINCIPALES QUE DEFINEN CADA ESCENARIO

A continuación, se revisan aquellos parámetros, que a partir de ahora se denominarán *parámetros* o *parámetros de control* indistintamente, cuyas variaciones puedan tener un impacto relevante en la definición de los escenarios y en los resultados de inversión.

En una fase inicial se tuvieron en cuenta un mayor número de parámetros que, tras la realización de simulaciones, se han desestimado por ser menos relevantes o con menor impacto que los que finalmente se han decidido incluir en esta sección.

4.1.1 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

Como ya hemos visto, un mayor o menor crecimiento de los niveles de demanda eléctrica puede responder a diversos factores entre los que podemos destacar:

- El crecimiento demográfico, un mayor número de personas representa un consumo energético mayor. En España no sería muy correcto atribuir el aumento de demanda a este factor debido a que el crecimiento demográfico en los últimos años ha sido muy bajo (o incluso negativo en el año 2015) según los datos del Instituto Nacional de Estadística [87].
- Un aumento de la electrificación. En España, la electrificación progresiva de sectores como el transporte o, en menor medida, de la calefacción puede contribuir a elevar significativamente los niveles de demanda. Además, puede reflejar también el número creciente de personas viviendo en zonas densamente electrificadas [88].

Con el objetivo de representar estas posibilidades se proponen 2 posibles valores para el crecimiento de la demanda:

- Escenario de crecimiento moderado: para fijar este valor se han consultado los datos de REE [18] para los años posteriores a la crisis económica (2015-2019) y se ha calculado la media del crecimiento anual. El valor obtenido es de 0,53% y la evolución puede observarse en la Figura 22.
- Escenario de crecimiento alto: en este segundo caso nos situamos por encima del crecimiento tendencial de los últimos años y fijamos el valor en un 1%, coherente con el crecimiento estimado por *McKinsey & Company* en su estudio europeo [9] y con el estudio publicado por GreenPeace en 2018 [8].



Figura 22: Demanda eléctrica y crecimiento anual en España. Fuente: Elaboración Propia.

El origen de los datos que se fijan para el año de inicio de las simulaciones (2018) se obtienen de la plataforma de ESIOS de REE [13], que para este año registraban una demanda total de 268.885 GWh. A este nivel de demanda se aplicarán las tasas de crecimiento definidas en los párrafos anteriores durante todo el horizonte de estudio (2018-2050).

Como CEVESA es un modelo horario, es necesario también fijar los niveles de demanda horarios utilizando estos mismos datos, pero sin realizar la agrupación anual. Aquí se lleva a cabo la siguiente simplificación: Si bien es cierto que el aumento de demanda no se produce uniformemente en todas las horas, se establecerá un crecimiento horario entre la misma hora de dos años consecutivos igual al crecimiento medio anual.

4.1.2 EMISIONES DE CO_2 PERMITIDAS

La descarbonización en 2050 es uno de los pilares centrales de la política energética europea. Pocos son los trabajos que ven factible la descarbonización completa de la economía para ese año, sin embargo, puede ser interesante ver qué tipo de mix permite unos menores niveles de emisiones.

Tras la realización de algunas simulaciones se concluye que la imposición de una restricción de descarbonización en 2050 no supone ningún impacto en aquellos escenarios con generación puramente renovable y puede llevar a infactibilidades en los escenarios convencionales si la tasa es demasiado elevada.

De esta forma, para los escenarios renovables no se impondrá ninguna restricción de emisiones y se verificará que se obtienen niveles nulos en aquellos años en los que sólo haya presentes tecnologías renovables en el mix de generación. Para los escenarios convencionales se fijará una tasa de descarbonización de un 80% respecto de los niveles de inicio de la simulación para el conjunto formado por el sector de generación eléctrica y el parque de vehículos modelado en CEVESA. Este valor está alineado con las estimaciones del análisis de *McKinsey* para el sistema europeo [9].

Los datos de partida a partir de los cuales se aplica una reducción lineal hasta alcanzar el nivel fijado de emisiones en 2050 se toman del *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero* elaborado por el MITECO que en sus tablas de la edición de marzo de 2020 incluye los datos agrupados por sectores y por gas contaminante del año 2018 [14].

4.1.3 PENETRACIÓN DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO

La tasa de penetración del vehículo eléctrico se considera un factor relevante debido a que es un indicador del grado de electrificación del sector del transporte (responsable de alrededor de un 40% del consumo energético nacional, según los datos del *IDAE* [89]) y que además tendrá un papel fundamental en la consecución de los objetivos de descarbonización.

Se proponen 2 valores para el crecimiento del número de vehículos eléctricos:

- Tasa de penetración moderada: 2.85 millones de vehículos eléctricos en 2030 y crecimiento lineal en la misma proporción hasta 2050. Se toman aquí las estimaciones del Observatorio del Vehículo Eléctrico y Movilidad Sostenible (*OVEMS*) de la Universidad Pontificia de Comillas, más moderadas que las del

PNIEC. Esta tasa de penetración equivale, aproximadamente a algo menos del 10% del parque total de vehículos en España.

- Tasa de penetración elevada: 5 millones de vehículos en 2030 y crecimiento lineal en la misma proporción hasta 2050. Este crecimiento se corresponde con los valores recogidos en el PNIEC en su escenario objetivo y supone que alrededor del 16% del parque total de vehículos serán eléctricos en 2030.

Estas estimaciones del PNIEC y del Observatorio se refieren al número de vehículos eléctricos totales. Sin embargo, CEVESA representa únicamente el parque formado por Turismos + Furgonetas pequeñas. Por lo tanto, para poder estimar qué porcentaje de estas previsiones se corresponde con los vehículos modelados en CEVESA se utilizan los datos publicados por el OVEMS para el mes de marzo de 2020, que cifran el número de turismos y furgonetas eléctricas en 48.214, que, sobre el total de 89.330 vehículos eléctricos, arroja un porcentaje de un 53,87% [10].

Los datos de partida a los que se aplicarán las tasas de penetración del parque de vehículos eléctricos se toman de las *Series Estadísticas* publicadas para el año 2018 por la Dirección General de Tráfico [90]. Las cifras son de 26,48 millones de turismos y furgonetas en ese año, con un crecimiento en los años poscrisis (2015-2018) de un 2,12%.

Definido el número de vehículos eléctricos en 2030, que varía en función del escenario, el crecimiento del parque total de vehículos y el número de vehículos eléctricos al inicio de la simulación, (que según los datos del *OVEMS* era de 32.544 en 2018 en las categorías representadas por CEVESA [10], se calculan las tasas de penetración de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Parque estimado CEVESA 2030} &= \text{Parque CEVESA 2018} \cdot (1 + \text{Crec.})^{12} \\ &= 26.480 \cdot (1 + 0,0212)^{12} = 34.060 \text{ mil. V.E.} \end{aligned}$$

Estimación PNIEC 2030: 5.000 mil. VE

Estimación PNIEC 2030 Turismos + Furgonetas: $5.000 \cdot 53,87\%$: 2.700 mil. VE

Estimación OVEMS 2030: 2.850 mil.VE

Estimación OVEMS 2030 Turimos + Furgonetas: 2.850 · 53,87%: 1.540 mil.VE

Con estos datos, se calculan los porcentajes de penetración para el año 2030:

$$\text{Porcentaje penetración PNIEC 2030: } \left(\frac{2.700}{34.060} \right): \quad 8\%$$

$$\text{Porcentaje penetración OVEMS 2030: } \left(\frac{1.540}{34.060} \right): \quad 4,52\%$$

Y finalmente se calculan el porcentaje de crecimiento anual en ambos casos (crecimiento lineal):

$$\text{Porcentaje de crecimiento anual V.E. PNIEC 2030: } \frac{8\% - 0,123\%}{12 \text{ años}}: \quad 0,65\%$$

$$\text{Porcentaje de crecimiento anual V.E. OVEMS 2030: } \frac{4,52\% - 0,123\%}{12 \text{ años}}: \quad 0,37\%$$

Por último, considerando un escenario desfavorable en el que los vehículos eléctricos no disponen de sistemas de carga inteligente, se realizarán las simulaciones con una estrategia de carga *Plug-and-Charge* (i.e., los vehículos eléctricos comienzan su carga tan pronto son conectados a la red con un nivel en sus baterías por debajo de un determinado umbral, hasta su carga completa). El impacto sobre los niveles de demanda de la modelización de las flotas del parque de vehículos con esta estrategia de carga aparece descrito de manera detallada en [11]. En este trabajo, se estima un perfil de uso horario para las diferentes flotas de vehículos eléctricos que, cuando se utiliza una estrategia de carga *Plug-and-Charge*, tiene como efecto un aumento de la demanda eléctrica del sistema principalmente entre las 10:00 - 14:00 y entre las 19:00 - 23:00, horas en las que previsiblemente la mayor parte de los vehículos eléctricos se encontrarían conectados a la red.

4.1.4 NIVEL DE LAS INTERCONEXIONES

La capacidad de las interconexiones es también un factor a tener en cuenta a la hora de dimensionar un sistema eléctrico. Las interconexiones tienen como principal función asegurar la continuidad del suministro e incrementar la seguridad del sistema [91]. En el estudio que aquí nos ocupa, un mayor grado de interconexión permitirá una menor capacidad instalada en el propio país que suplirá esta falta con la energía producida a menor coste en sus países vecinos.

CEVESA integra actualmente las interconexiones con el sistema portugués, con lo cual, las propuestas que se hacen respecto a los niveles de interconexiones son las siguientes:

- Sistema aislado: en este primer caso se ejecutará el modelo de CEVESA como si el nodo que representa España no estuviese conectado a Portugal. Con este escenario se pretende analizar el desarrollo del sistema español de manera aislada considerando únicamente la generación de nuestro país.
- Sistema conectado: se considera activa la interconexión con Portugal. Los niveles de estas interconexiones variarán en el tiempo y su evolución se detalla a continuación.

Los datos que se toman para fijar los niveles de interconexiones son, hasta el año 2030, la media entre los valores máximo y mínimo establecidos por REE [12] y mencionados en la sección 1.2.4 *Dependencia Energética e Interconexiones*, es decir:

Conexiones	Mínimo	Máximo	Media
Portugal – España (MW)	1.800	3.100	2.450
España – Portugal (MW)	2.900	3.600	3.250

Tabla 17: Interconexiones España- Portugal. Fuente REE [85]

No obstante, según las estimaciones del PNIEC, la capacidad mínima de interconexión entre España y Portugal en 2030 será de 3000 MW y máximo de 4300 MW [5]. Como no se especifica el sentido, se asumirá el mismo valor medio para ambos, que es de 3650 MW a partir de esta fecha.

Además de los niveles definidos para las simulaciones de los parámetros de control, en el ANEXO III: Entradas Relevantes en Escenarios Simulados se incluyen otras entradas que se utilizan en el modelo que también se consideran de interés de cara a una mejor comprensión de los resultados que se presentarán en los Capítulos 5 y 6.

Tras definir los diferentes parámetros y sus niveles propuestos, procedemos con la definición de escenarios.

4.2 ESCENARIOS RENOVABLES

A continuación, se exponen los escenarios en los cuales sólo se permitirán en el modelo inversiones en tecnologías renovables (solar fotovoltaica, eólica y baterías de ion de litio para el almacenamiento energético). Además, se respetan los años de cierre estimados para todas las plantas nucleares, de carbón y la vida útil estimada de ciclos combinados de manera que en el modelo la última central de carbón cerrará en el año 2030, la última nuclear en 2035, y el último Ciclo en 2040.

Comenzaremos definiendo un escenario base para este primer caso renovable y después construiremos escenarios derivados mediante la variación de los parámetros de control con el fin de estudiar las diferencias que se producen en los resultados.

4.2.1 ESCENARIO BASE RENOVABLE.

Este primer caso se utilizará como referencia para después estudiar el impacto de los parámetros de control. Por ello, utilizará los valores más moderados de estos parámetros. De esta forma, el Escenario Base Renovable quedaría determinado por:

- Ejecución en modelo de inversiones restringiendo las inversiones únicamente a tecnologías renovable eólica, solar PV y baterías.
- Crecimiento de la demanda moderado: 0,53% anual.
- Crecimiento tendencial del parque de vehículos (eléctrico + combustión): según los datos de la DGT [92] acerca del del parque de vehículos representados por CEVESA (Furgonetas y Turismos) en los años post crisis económica (2015-2019) el crecimiento medio anual ha sido de un 2,12%. Definido el crecimiento del parque total, se establece una penetración moderada de vehículos eléctricos: 2.85 millones de vehículos en 2030, que, tras la aplicación de los cálculos que se detallan al final de este Capítulo, equivale a una penetración anual lineal de un 0,36%.
- Sistema español aislado, no se tendrán en cuenta las interconexiones con Portugal en este escenario base.

Escenario Base Renovable		
Modo Ejecución	Inversiones: Renovables.	
Crec. Demanda	Moderada	0,53%
Crec. Parque vehículos Anual	DGT tendencial	2,12%
Crec. Anual VE.	Observatorio IIT	0,36%
Nivel de Interconexiones	España/Portugal	NO

Tabla 18: Parámetros Escenario Base Renovable. Fuente: Elaboración Propia

Tras haber definido este primer escenario base, a continuación, se muestran las variaciones que sobre él mismo se realizarán.

4.2.2 ESCENARIO RENOVABLE 1: VARIACIONES EN LA DEMANDA

La única diferencia de este respecto al anterior es un crecimiento más elevado de la demanda, correspondiente a un 1% (crecimiento alto). Con esto se pretende obtener una

idea clara de la sensibilidad del modelo al parámetro de la demanda respecto de las necesidades de inversión en cada uno de los escenarios.

En la Tabla 19 se recoge la variación de este escenario respecto del caso Base:

Escenario Renovable 1: Demanda Alta		
Modo Ejecución	Inversiones: Renov.	
Crec. Demanda	Alto	1,00%

Tabla 19: Escenario Renovable 1: Crecimiento alto de demanda. Fuente: Elaboración propia.

4.2.3 ESCENARIO RENOVABLE 2: PENETRACIÓN ALTA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO.

Con este caso se quiere estudiar el efecto de una mayor electrificación del sector de transporte. Para ello, se usa la estimación del PNIEC, que prevé 5 millones de vehículos eléctricos en 2030, equivalente a un crecimiento anual lineal de un 0,65% del parque de Vehículos Eléctricos registrado en 2018.

Escenario Renovable 2: Penetración Alta del Vehículo Eléctrico		
Modo Ejecución	Inversiones: Renov.	
Crec. Annual V.E.	PNIEC Objetivo	0,65%

Tabla 20: Escenario Renovable 2: Penetración Alta del Vehículo Eléctrico. Fuente: Elaboración propia

4.2.4 ESCENARIO RENOVABLE 3: INTERCONEXIÓN ACTIVA CON PORTUGAL

En este último escenario, se buscará determinar el efecto que las interconexiones actuales entre España y Portugal tienen sobre los resultados de inversión y en la formación de precios de la energía. Se simulará con todo el resto de los parámetros idénticos respecto al caso Base, con el fin de aislar el impacto del parámetro.

Escenario Renovable 3: Interconexión Activa		
Modo Ejecución	Inversiones: Renov.	
Nivel de interconexiones	España/Portugal	3.000 MW

Tabla 21: Escenario Renovable 3: Interconexión Activa. Fuente: Elaboración propia

4.3 ESCENARIOS CON INVERSIONES EN GENERACIÓN CONVENCIONAL

En estos escenarios, a diferencia de los anteriores, se permiten inversiones en Ciclos Combinados y Turbinas de Gas por lo que es posible que en 2050 no todo el parque de generación sea renovable.

Al igual que en los escenarios renovables, se comienza elaborando un Escenario Base Convencional a partir del cual estudiar las sensibilidades de los diferentes parámetros que definirán cada escenario convencional.

4.3.1 ESCENARIO BASE CONVENCIONAL

El escenario Base con la posibilidad de incorporar generación convencional viene definido por los mismos valores de los parámetros que en el caso del escenario Base 100% renovable:

Escenario Base Convencional		
Modo Ejecución	Inversiones: Conv. + Renov.	
Crec. Demanda	Moderada	0,53%
Crec. Parque vehículos Anual	DGT tendencial	2,12%
Crec. Anual V.E.	Observatorio IIT	0,366%
Niveles de Interconexiones	España/Portugal	NO

Tabla 22: Escenario Base Convencional. Fuente Elaboración propia

4.3.2 ESCENARIO CONVENCIONAL 1: VARIACIÓN NIVEL DE DEMANDA

Al igual que en el escenario renovable 1, lo que aquí se pretende observar es el efecto que una mayor demanda eléctrica tiene en las inversiones, como por ejemplo si un aumento de la demanda lleva a una mayor inversión en generación renovable, o si es necesario una

capacidad de respaldo no renovable. Se pretende también analizar el papel de las baterías cuando hay capacidad firme disponible no renovable.

Escenario 1 Convencional: Demanda Alta		
Modo Ejecución	Inversiones: Conv. + Renov.	
Crec. Demanda	Alto	1,00%

Tabla 23: Escenario 1.1 Convencional: Demanda Alta. Fuente: Elaboración propia

4.3.3 ESCENARIO CONVENCIONAL 2: INTERCONEXIONES ACTIVAS CON PORTUGAL

Activando el despacho conjunto con Portugal a través de las interconexiones se pretende analizar si la previsible reducción de la capacidad instalada se traduce en una menor potencia instalada renovable o convencional, una menor capacidad de baterías, o en una combinación de las tres. La simulación se realiza con el resto de parámetros idénticos a los del Escenario Base Convencional:

Escenario 2 Convencional: Interconexiones Activas		
Modo Ejecución	Inversiones: Conv. + Renov.	
Niveles de Interconexiones	España/Portugal	3.000 MW

Tabla 24: Escenario 2 Convencional: Interconexiones Activas. Fuente: elaboración propia

4.4 RESUMEN DE ESCENARIOS

Con el objetivo de facilitar al lector la comparativa entre escenarios se incluye a continuación estas dos tablas resumen (Tabla 25 y Tabla 26) de todos los escenarios que se han mencionado hasta ahora, no obstante, posibles modificaciones son de prever cuando se inicien las simulaciones:

Escenarios de Generación Renovables								
	Escenario Base		Escenario 1. Dem. Alta		Escenario 2. Pen. Alta del V.E.		Escenario 3. Inter. Activas	
Modo Ejec.	Invers.: Renov.		Invers.: Renov.		Invers.: Renov.		Invers.: Renov.	
Crec. Dem.	Mod.	0,53%	Alta	1,00%	Mod.	0,53%	Mod.	0,53%
Crec. P.vehíc. Anual	DGT tend.	2,12%	DGT tend.	2,12%	DGT tend.	2,12%	DGT tend.	2,12%
Crec. Anual V.E.	Observ. IIT	0,366%	Observ. IIT	0,366 %	PNIEC Obj.	0,65%	Observ. IIT	0,366%
Niv. de Intercon.	Esp./Por.	NO	Esp./Por.	NO	Esp./Por.	NO	Esp./Por.	3000 MW

Tabla 25: Resumen Escenarios de Generación Renovable. Fuente Elaboración propia

Escenarios con Generación Convencional						
	Escenario Base		Escenario 1. Dem. Alta		Escenario 2. Inter. Activas	
Modo Ejec.	Invers.: Renov. + Conv.		Invers.: Renov. + Conv.		Invers.: Renov.	
Crec. Dem.	Mod.	0,53%	Alta	1,00%	Mod.	0,53%
Crec. P. vehíc. An.	DGT tend.	2,12%	DGT tend.	2,12%	DGT tend.	2,12%
Crec. Anual pen. VE.	Observ. IIT	0,366%	Observ. IIT	0,366%	Observ. IIT	0,366%
Niv. de Intercon.	Esp./Por.	NO	Esp./Por.	NO	Esp./Por.	3000 MW

Tabla 26: Resumen Escenarios con Generación Convencional. Fuente Elaboración propia

Capítulo 5. RESULTADOS: ANÁLISIS COMPARATIVO DE TECNOLOGÍAS

En este Capítulo se llevará a cabo el análisis y comparación de los resultados obtenidos con el modelo CEVESA tras la simulación de los escenarios construidos en el Capítulo 4. Las variables de salida del modelo que se consideran de interés en este estudio para caracterizar los escenarios son las siguientes:

- **Senda de Inversiones**: que recoge las inversiones anuales en las diferentes tecnologías, indispensable para conocer la evolución del parque de generación a lo largo del periodo de simulación.
- **Producción energética** de las diferentes tecnologías. Esta variable, junto con la anterior, dará una idea detallada de la evolución del parque de generación. CEVESA permite visualizar la producción horaria (a lo largo de la semana sintética representativa), no obstante, por motivos de simplicidad en la presentación de los resultados, se realizará una agrupación temporal para obtener los perfiles de producción anuales.
- **Emisiones del sistema**: tanto de las nuevas inversiones como del parque inicial. No se incluyen en este estudio las emisiones del sector de transporte sino únicamente las emisiones del parque de generación que es el eje central de este estudio.
- **Perfiles de precios de la electricidad**: la evolución de los perfiles de precios de la electricidad aporta información relevante acerca del impacto económico de la transición tanto para las compañías de generación como para los consumidores finales de energía. El precio de energía estudiado será el precio de largo plazo, obtenido como el coste marginal del sistema cuando la función objetivo considera conjuntamente el coste variable de producción y el coste de las inversiones. CEVESA permite obtener perfiles de precios horarios (también a lo largo de la semana sintética representativa),

y al igual que se hace con las producciones, se realiza una agrupación temporal para obtener la media anual de estos precios.

Se deja para el Capítulo 6. la segunda parte del análisis de resultados que estudiará los costes del sistema obtenidos para los diferentes escenarios.

La manera de proceder para llevar a cabo el análisis de estas salidas es el siguiente:

- En primer lugar, se analizarán los resultados obtenidos para el Caso Base Renovable, que servirá como referencia.
- Segundo, se establecerá la comparación con los escenarios variación renovables sobre este Caso Base Renovable.
- Tercero, se presentarán los resultados del Caso Base Convencional realizando una breve comparativa con el Caso Base Renovable.
- Finalmente, se realizará la comparación de los escenarios variación convencionales sobre el Caso Base Convencional.

5.1 ESCENARIOS 100% RENOVABLES

5.1.1 RESULTADOS DEL CASO BASE RENOVABLE

Ejecutando el Caso Base Renovable se obtienen los siguientes resultados:

Senda de Inversiones y Producción por tecnologías:

La Figura 23 y la Figura 24 muestran las inversiones en las tecnologías que el modelo calcula, y a continuación, las producciones de todas las tecnologías para cubrir el 100% de la demanda (considerando que no hay Energía No Suministrada).

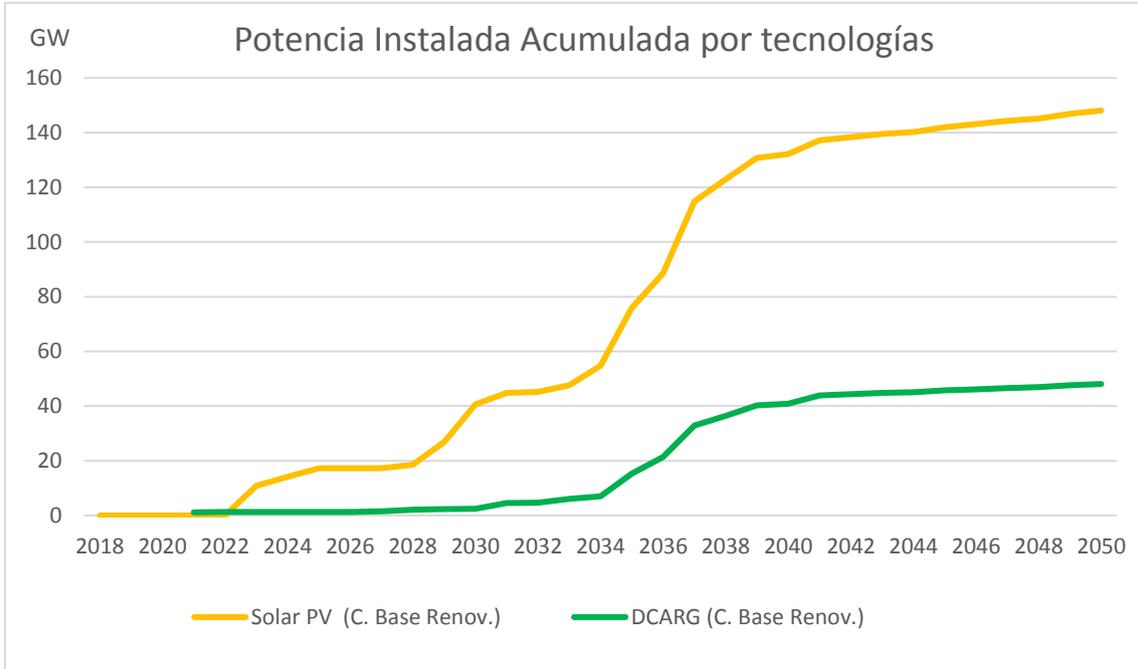


Figura 23: Senda de Inversiones. Escenario Base Renovable

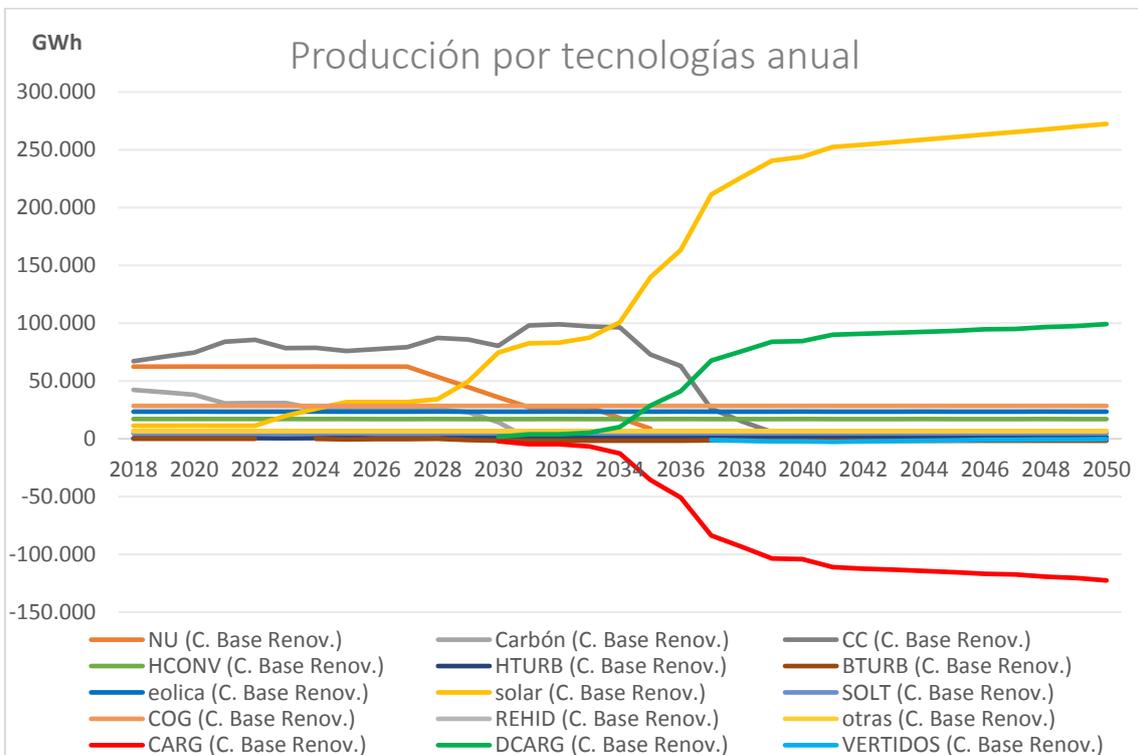


Figura 24: Producción Energética por tecnologías. Escenario Base Renovable.

La leyenda de la Figura 23 y de la Figura 24 puede interpretarse con ayuda de la Tabla 27 que se incluye a continuación:

Leyenda	Tecnología
NU	Nuclear
HCONV	Hidráulica Convencional
eolica	Eólica
COG	Cogeneración
CARG	Baterías (ciclo de Carga)
Carbón	Carbón
HTURB	Hidráulica de turbinación
solar	Solar Fotovoltaica
REHID	Hidraulica de Recurso Fluyente
DCARG	Baterías (ciclo de Descarga)
CC	Ciclos Combinados
BTURB	Bombeo hidráulico
SOLT	Solar Térmica
otras	Biomasa y Geotermia
VERTIDOS	Vertidos

Tabla 27: Acrónimos de las tecnologías en las figuras y tablas de inversión y producción

Las baterías que se modelan en CEVESA son baterías de ion de litio con una capacidad de almacenamiento de 2 horas (i.e. unidades de X MW de potencia y 2X MWh de capacidad) y con unos costes de inversión tomados del informe de Lazard “*Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis*” [16] para el año 2018 y que evolucionan según las tablas que se muestran en el *ANEXO III: Entradas Relevantes en Escenarios Simulados*.

Un factor importante a tener en cuenta antes de proceder con el análisis de resultados es saber que los datos de inicio están fijados para el año 2018 y no se ha modelado la disminución de los precios del gas que alimenta las centrales de ciclo combinado. A diferencia de lo que sucede con las centrales de carbón hoy día prácticamente en desuso debido a los precios más competitivos del gas, en 2018 el carbón aún cubría una parte significativa de la demanda. Es necesario tener en cuenta este hecho y su impacto en las producciones, emisiones, niveles de precios y costes del sistema durante el periodo de simulación en el que estas centrales de carbón se encuentran activas (2018-2030).

Las conclusiones que pueden extraerse de ambas gráficas son:

- La solución óptima consiste en invertir solo en solar fotovoltaica y baterías, con una capacidad final total de 148,08 GW para la solar y 48,05 GW para las baterías. Se observa también que se produce aumento de las inversiones en los años 2030, 2035 y 2037. Los resultados del modelo (teniendo en cuenta sus limitaciones e hipótesis) indicarían que la inversión óptima para sustituir la producción nuclear perdida en 2035 y la producción de ciclos combinados perdida en 2037 es generación solar con baterías.
- Las primeras inversiones en solar se producen en 2023, momento en el cual el decremento de capacidad de generación debido al cierre de las primeras centrales de carbón (2021, 2022 y 2023) no puede ser totalmente compensado con la generación de las centrales de ciclo combinado, y es necesario recurrir a la instalación de capacidad de generación solar. La capacidad de baterías instalada sigue un perfil bastante constante en estos primeros años debido a unos costes aún elevados y a un bajo potencial de generación debido a la aún pequeña capacidad solar instalada.
- Sin embargo, en la Figura 23 puede apreciarse que en 2035 y 2037 se produce un aumento significativo de las inversiones en baterías, coincidiendo con un aumento en las inversiones en capacidad solar fotovoltaica
- Comparando la Figura 23 con la Figura 24, puede observarse que los mayores aumentos en la producción solar fotovoltaica y de baterías coinciden con los años de mayores inversiones en estas tecnologías. Esto parece indicar que, cuando se produce el cierre de una central convencional, esta pérdida de generación es compensada a través de la instalación de capacidad solar PV y baterías y a través del aumento de la producción de los ciclos combinados mientras estos se encuentran aún en funcionamiento. No obstante, es necesario recordar que CEVESA ha sido aplicado en modalidad de minimización de costes respetando las restricciones técnicas del problema, y, por lo tanto, estas inversiones pueden ser resultado tanto de una necesidad técnica (i.e. no se dispone de la suficiente capacidad con el parque en

cuestión para cubrir la demanda) como de una reducción del coste total del sistema al instalar la nueva capacidad de generación.

- Los niveles de vertidos aumentan considerablemente en los años en los que se produce el cierre de las últimas centrales de carbón, nucleares y ciclos combinados como resultado de la instalación de una gran capacidad solar fotovoltaica y una menor instalación de baterías que no son capaces de almacenar todos los excesos de estas tecnologías. La razón que explica este hecho es que el modelo considera que los costes de sobre instalar capacidad solar para cubrir la demanda son menores que recurrir a la instalación de capacidad adicional de baterías, aunque esto implique desaprovechar excedentes de dicha producción solar.

El parque de generación final en 2050 se recoge en la Tabla 28, en la que se aprecia la dependencia masiva de la tecnología solar fotovoltaica:

Potencia Instalada (GW)	2050
Hidráulica convencional y mixta	17,046
Bombeo puro	3,329
Nuclear	-
Carbón	-
Fuel + Gas	-
Ciclo combinado	-
Eólica	23,500
Solar fotovoltaica	148,637
Solar térmica	2,304
Cogeneración	5,727
Baterías	48,052
Otras	2,222
Total	250,817

Tabla 28: Parque Final de generación 2050. Escenario Base Renovable

Niveles de Emisiones

Como cabía esperar, las emisiones obtenidas con el nuevo parque de inversiones son nulas al final del horizonte de simulación debido a que sólo se permite la inversión en tecnologías renovables sin emisiones. Las reducciones en las emisiones totales del sistema coinciden por lo tanto con el cierre progresivo del parque inicial:

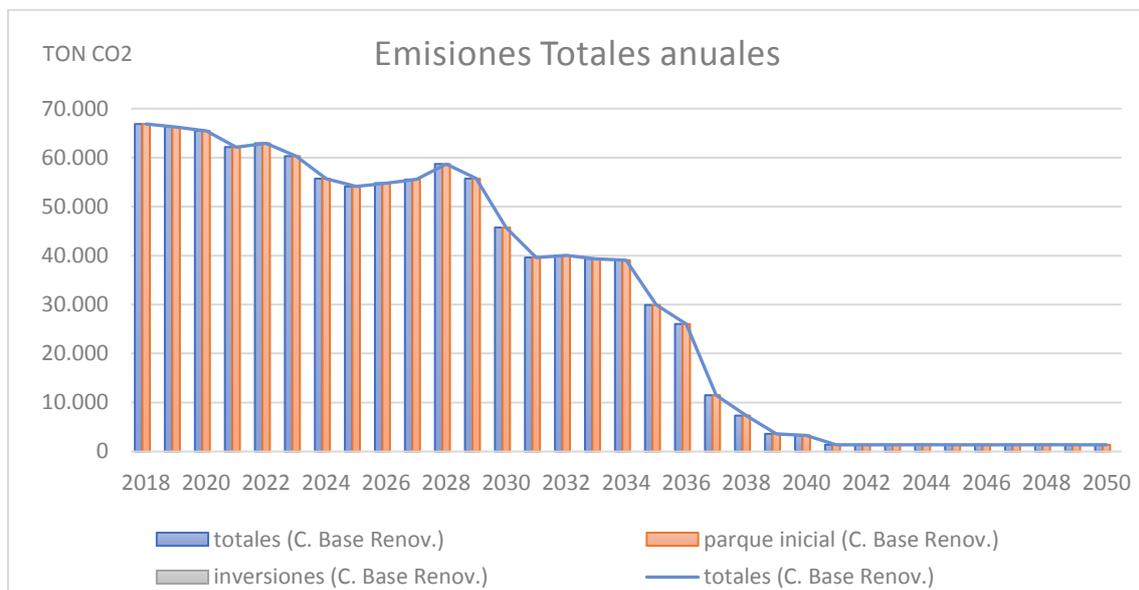


Figura 25: Emisiones CO2 del sistema. Escenario Base Renovable

Los aspectos más destacables de estos resultados son:

- Se aprecia el efecto negativo de la hipótesis realizada sobre las centrales de carbón en las emisiones de CO2 hasta su cierre total en 2030. Las emisiones reales del parque de generación el pasado 2019, según los datos de REE, fueron de 49.600 miles de toneladas de CO_2 [18]. Si se sustituye la producción del carbón de esta simulación por producción con ciclos combinados, los niveles de emisiones alcanzados son de 44.000 miles de toneladas en el año 2019, debiéndose la diferencia con los datos de REE fundamentalmente a que en CEVESA no se modelan aún las emisiones del parque de cogeneración y a una menor producción eólica y solar fotovoltaica en esos primeros años de

simulación respecto de los valores actuales, lo que valida los resultados obtenidos.

- Según los resultados obtenidos, las dos mayores caídas de emisiones se registran en los años 2030, debido al cierre de las últimas centrales de carbón que aportaban cerca de 14,4 TWh en el año previo a dicho cierre, y en 2037, cuando la producción de las centrales de ciclo combinado cae un 58,9% (37,1 TWh). La reducción de las emisiones en esos años es de un 17,9% y de un 55,8% respectivamente, debido en gran medida a que las centrales de ciclos combinado tienen unas emisiones específicas de menos de la mitad que las de las centrales de carbón.
- A pesar de que el cierre estimado en el modelo de la última central contaminante es en el año 2040 (cierre del último ciclo combinado), en la Figura 25 puede observarse como el nivel de emisiones no es nulo a partir de ese momento como cabría esperar, sino que se mantiene constante a niveles muy bajos (1371 Ton CO_2 , una reducción de un 97,9% respecto de las emisiones en 2018). Esto se debe a que los ciclos combinados se mantienen conectados para completar la reserva secundaria que el sistema necesita. Podría también haberse supuesto que la reserva que antes proporcionaban los grupos térmicos, la podrían proporcionar las baterías. Sin embargo, en CEVESA todavía no se modela reserva secundaria aportada por baterías.

Cabe remarcar que, comparando las emisiones de este escenario con las estimadas por el PNIEC en 2030, las diferencias más que notables (47.500 frente a 17.876 miles de toneladas del PNIEC) se deben a que no se ha impuesto unos objetivos de descarbonización progresivos que adelanten las inversiones para reducir las emisiones. La contrapartida de seguir esta transición económicamente mejor es una transición mucho más tardía, con unos niveles de penetración de renovables y un nivel de descarbonización mucho menor en 2030 a lo previsto en el *PNIEC*.

Perfil de precios de la electricidad:

Los precios de la electricidad durante el horizonte de simulación son una variable fundamental para entender los efectos de esta transición sobre las compañías de generación y, especialmente, sobre los consumidores, que son sobre los que recaerá finalmente este precio de la electricidad.

La evolución del precio medio anual de la electricidad se puede apreciar en la Figura 26:

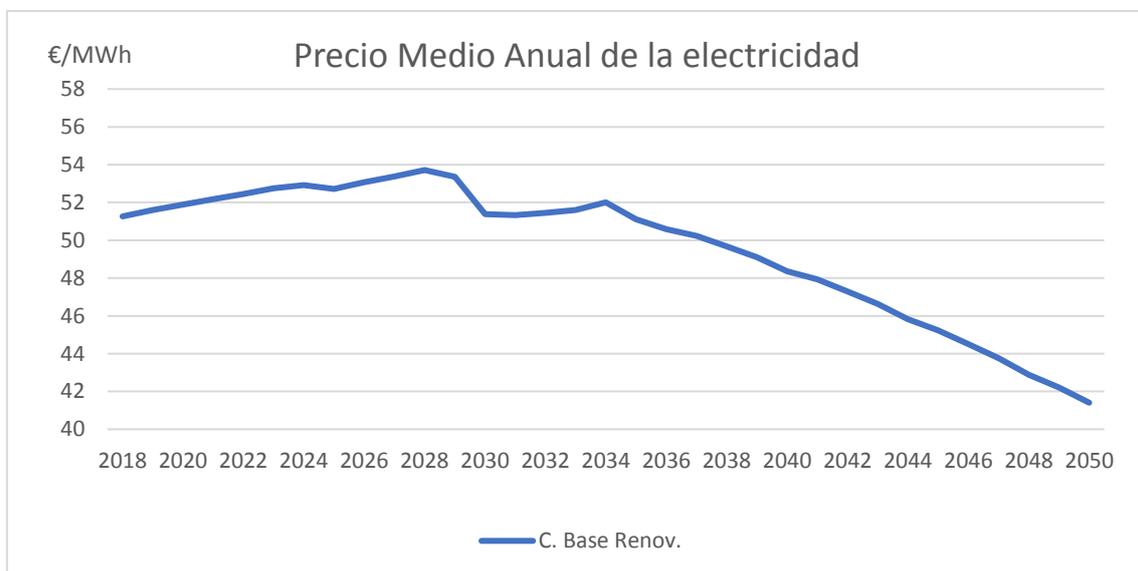


Figura 26: Precio medio anual de generación de electricidad. Escenario Base Renovable.

De esta figura se extraen las siguientes conclusiones:

- Durante los primeros años de la simulación (hasta 2029) se produce un aumento del coste de la electricidad debido fundamentalmente a los siguientes factores:
 - Aumento del coste de las emisiones de la producción convencional debido al encarecimiento de la tonelada de CO_2 .
 - Comienzo de las inversiones en capacidad solar fotovoltaica y baterías de almacenamiento. A pesar de estas inversiones, la producción de estas tecnologías es aún baja: 17% en 2030 en el caso de la solar fotovoltaica y despreciable en el caso de las baterías. La producción

de estas tecnologías no contribuye todavía a reducir el precio de la energía y los ciclos combinados siguen siendo la tecnología marginal que marca el precio en la mayoría de horas. Los costes de inversión contribuyen por lo tanto a que el precio de la electricidad aumente durante esta primera década de simulación.

- En el año 2030 se aprecia una caída en el precio de la electricidad como consecuencia del cierre de las últimas centrales del parque de carbón, sustituyéndose parte esta energía por producción solar con coste variable 0 y por un aumento en la producción de los ciclos combinados. El cese de la producción de las centrales de carbón junto con el aumento de la producción solar hace aumentar el número de horas con precios valle, lo cual explica una menor media anual de precios.
- En 2035 y 2040 tienen lugar fenómenos similares, pero en este caso es el cierre de las centrales nucleares y de los ciclos combinados, lo que hace disminuir el coste de la energía. La producción nuclear, a diferencia de las centrales de carbón que cierran de manera brusca en 2030, se va reduciendo progresivamente y en el año 2035 se pierden únicamente 8 TWh de producción nuclear. Lo mismo sucede con los ciclos combinados, perdiéndose en 2040 únicamente 5 TWh. Esto hace que el número de horas con precios muy bajos no aumente tanto como en 2030, y esto explica una menor reducción en el precio de la electricidad. La primera hora con precio 0 se alcanza precisamente en el año 2037 coincidiendo con el cierre de una gran parte de las centrales de ciclo combinado y su sustitución por capacidad solar fotovoltaica y de baterías. Esto se debe fundamentalmente a que las simulaciones se están llevando a cabo con una semana sintética, si se simulase con un año entero lo más probable es que la primera hora con precio 0 se diese en años anteriores.
- Finalmente, se puede observar en la Figura 26 un descenso más o menos lineal en el precio de la electricidad debido a la sustitución progresiva de las centrales de ciclo combinado por nueva capacidad solar fotovoltaica y de

baterías, aumentando así las horas con precios nulos y reduciendo la media anual del precio de la energía.

- El precio que se obtiene en 2050 es de 41,4 €/MWh, lo que supone una reducción de un 19,23% sobre el precio actual.

Estas conclusiones vienen respaldadas por el perfil de precios horario de los diferentes años que se incluye en el *ANEXO IV: Resultados Extendidos Simulaciones*.

Como conclusión acerca de la viabilidad técnica de los resultados mostrados en este Caso Base Renovable es necesario decir que, a pesar de que la potencia total del parque en este año es muy superior a la potencia actual instalada y de que se dispone de niveles elevados de almacenamiento, este parque puede no tener una diversificación suficiente, tal y como se menciona en la sección 3.3 *Necesidades de un Sistema con una Alta Penetración Renovable*, ya que prácticamente la totalidad de su producción procede de solar fotovoltaica (81%), encargada también de la recarga de las baterías, lo que podría significar una falta de potencia firme en el sistema.

5.1.2 VARIACIONES RESPECTO AL CASO BASE RENOVABLE

En esta sección se presentarán de manera condensada los resultados de los diferentes escenarios renovables, comparándolos con los resultados presentados anteriormente para el Caso Base Renovable usado como referencia.

Los escenarios renovables representados son los elaborados en el Capítulo 4. :

- Escenario de demanda alta: crecimiento de un 1% anual (0,53% Caso Base).
- Escenario de Penetración Alta del Vehículo Eléctrico: tasa de penetración que permitiría alcanzar los niveles de V.E. del *PNIEC* (0,65% crecimiento anual).
- Escenario con las interconexiones activas con Portugal, en los valores definidos en la sección 4.1.4 *Nivel de las Interconexiones*. Portugal también se deja evolucionar hacia su óptimo económico, restringiendo únicamente las inversiones en ciclos combinados y turbinas de gas por motivos de coherencia con el escenario representado

5.1.2.1 Efecto sobre Nueva Potencia Instalada y Producción.

En la Figura 27 y en la Figura 28 se recogen las inversiones y la producción, respectivamente, obtenidas tras la simulación de los diferentes escenarios renovables.

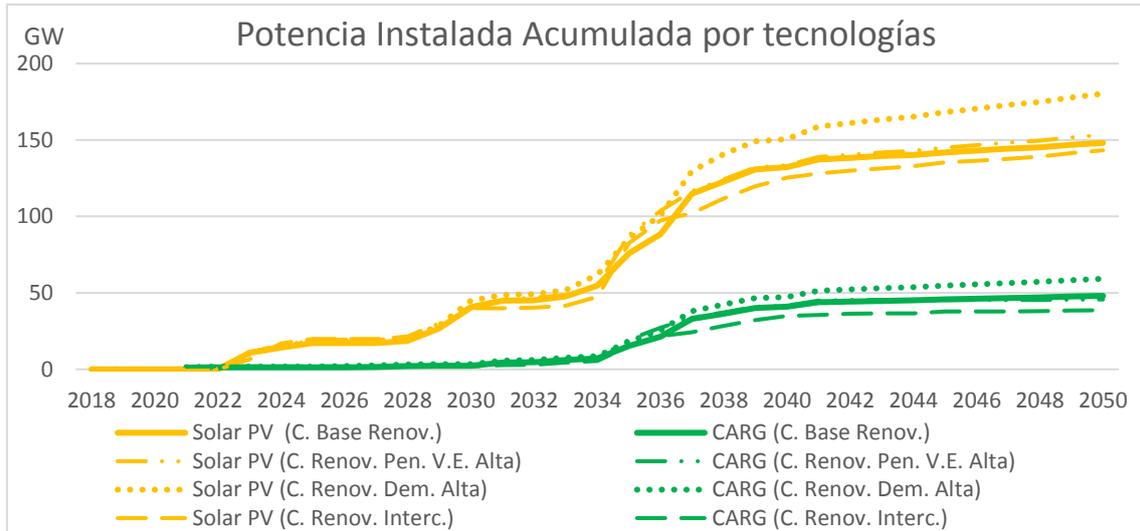


Figura 27: Comparativa Potencia Instalada. Escenarios Renovables

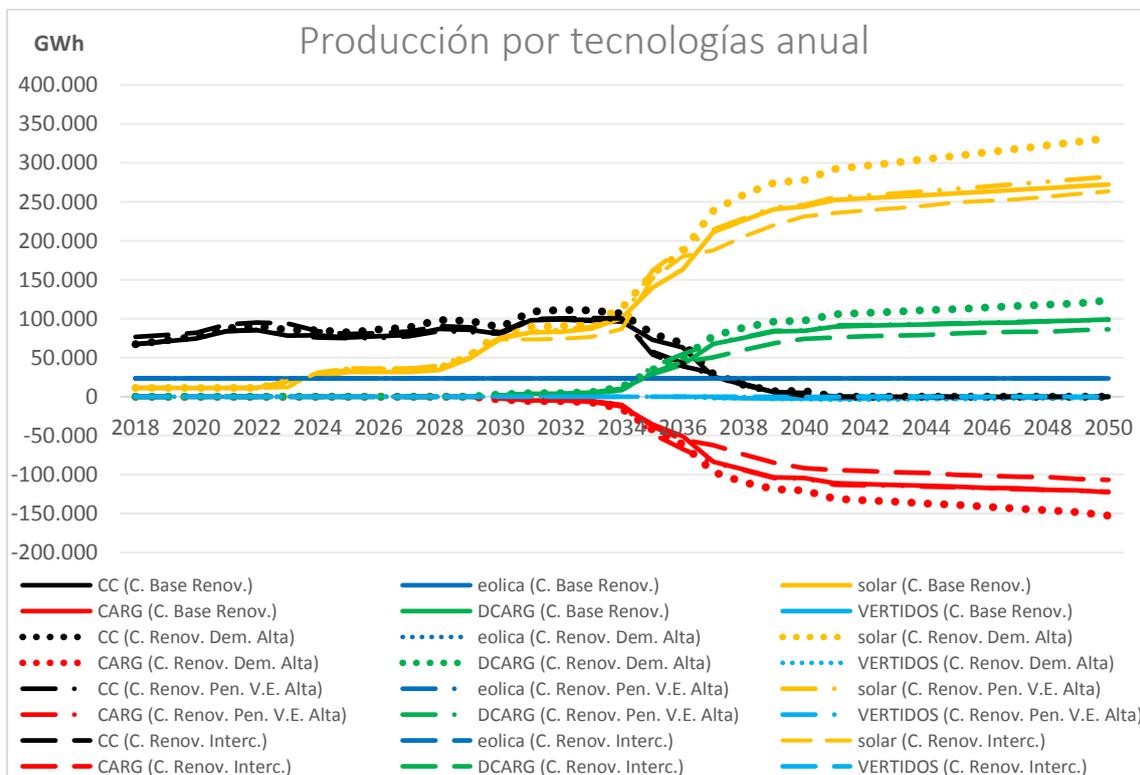


Figura 28: Comparativa Producción por Tecnologías. Escenarios Renovables

Antes de comenzar con el análisis, es necesario mencionar que en la Figura 28 se incluyen únicamente los perfiles de aquellas tecnologías que varían sensiblemente entre escenarios. Las principales conclusiones de aquí se extraen son:

- En el escenario de Demanda Alta, el perfil de inversiones durante los primeros años es muy similar al obtenido para el Caso Base. Esto parece indicar que, según el modelo, la producción debida a dichas inversiones, sumadas a un aumento en la producción de los ciclos combinados, son suficientes para cubrir el mayor aumento de demanda. Las diferencias entre ambos escenarios son mayores tras el cierre total de las últimas centrales de carbón en 2030, alcanzándose una capacidad final instalada de 180 y 59 GW de solar fotovoltaica y de baterías respectivamente (un 17,5% y 23,2% superiores a las potencias instaladas en el Caso Base Renovable). En la Figura 28 puede observarse como esta diferencia se cubre con un aumento de la producción solar fotovoltaica (21,77% adicional - 59,3 TWh) y un aumento en la producción de las baterías (24,59% - 24,05 TWh). A estos dos aumentos es necesario restar un mayor consumo de recarga de baterías (24,59% - 30,13 TWh) y 0,8 GWh de vertidos adicionales respecto del Caso Base. El resultado neto de estas diferencias en la producción es 52,4 TWh, que coincide con el aumento de demanda en 2050 respecto al Caso Base.
- El escenario de Penetración Alta de Vehículo Eléctrico presenta un perfil de inversiones en capacidad solar fotovoltaica ligeramente superior al Caso Base. En el caso de las baterías, los perfiles son casi idénticos tanto en inversiones como en producción. La causa de este hecho puede ser explicada a través de los perfiles de producción horarios obtenidos con CEVESA. En estos perfiles se observa, especialmente durante los últimos años de la simulación, que el modelo considera como económicamente óptimo dotar al sistema de una mayor instalación de capacidad solar fotovoltaica que permite una mayor producción para la recarga de los vehículos eléctricos en el intervalo de 10:00 a 14:00, en el que la mayoría de los vehículos se encuentran conectados a red,

lo que también aumenta la demanda de esas horas. La recarga de vehículos en esta franja horaria permite además el aprovechamiento del excedente de producción solar fotovoltaica que se daban en el Caso Base en estas horas del día. En definitiva, la forma óptima para cubrir la demanda de los vehículos eléctricos es con mayor capacidad solar fotovoltaica instalada lo que además reduce los vertidos con respecto al Caso Base, que ahora son aprovechados para la recarga de vehículos eléctricos. El resultado un parque de generación con 5,35 GW extra de solar fotovoltaica con respecto al Caso Base.

- Finalmente, según los resultados del modelo, la activación de las interconexiones permite reducir la capacidad anual a instalar de manera apreciable resultando en un parque final con 4,81 GW de solar fotovoltaica y 9,42 GW de baterías menos que en el Caso Base Renovable. Desde el punto de vista de producción, las menores inversiones en renovables hacen que la producción de los ciclos combinados tenga que ser mayor que en el Caso Base Renovable hasta 2030, año en el que se produce la extensión de la capacidad de interconexión que permite sustituir parte de esta producción de los ciclos combinados por energía de menor coste procedente de Portugal. La importancia de estos intercambios queda patente en los últimos años, en los que España tendría un perfil claramente importador, con unos intercambios de aproximadamente 5600 GWh, valor 2,11 veces superior a las importaciones registradas en 2018 (2.654 GWh) según los datos del *Informe del Sistema Eléctrico Español* publicado por REE [93].

Parque de Generación España (MW)	Base Renovable 2050	Renov. Demanda Alta 2050	Renov. Pen. V.E. Alta 2050	Renov. Interc. Activas 2050
Eólica	23.545	23.545	23.545	23.545
% sobre parque total	9,4%	8,0%	9,3%	10,0%
Solar PV	148.637	180.881	153.992	143.824
% sobre parque total	59,4%	61,6%	60,8%	61,0%
Almacenamiento	48.052	59.234	45.683	38.626
% sobre parque total	19,2%	20,2%	18,0%	16,4%
Total	250.198	293.624	253.184	235.959

Tabla 29: Resumen potencias instaladas 2050. Escenarios Renovables

A la vista de los resultados, los intercambios reducen considerablemente las necesidades de almacenamiento del sistema, permitiendo también la reducción de la producción las centrales de ciclo combinado, con mayores costes de producción que el resto.

5.1.2.2 Efecto de los escenarios renovables sobre los niveles de Emisiones

En los Escenarios Renovables, la única variación de las emisiones procede de reducciones o aumentos en las emisiones de las unidades contaminantes del parque inicial todavía en uso. Por este motivo, se mostrarán únicamente las emisiones totales del sistema para cada escenario:

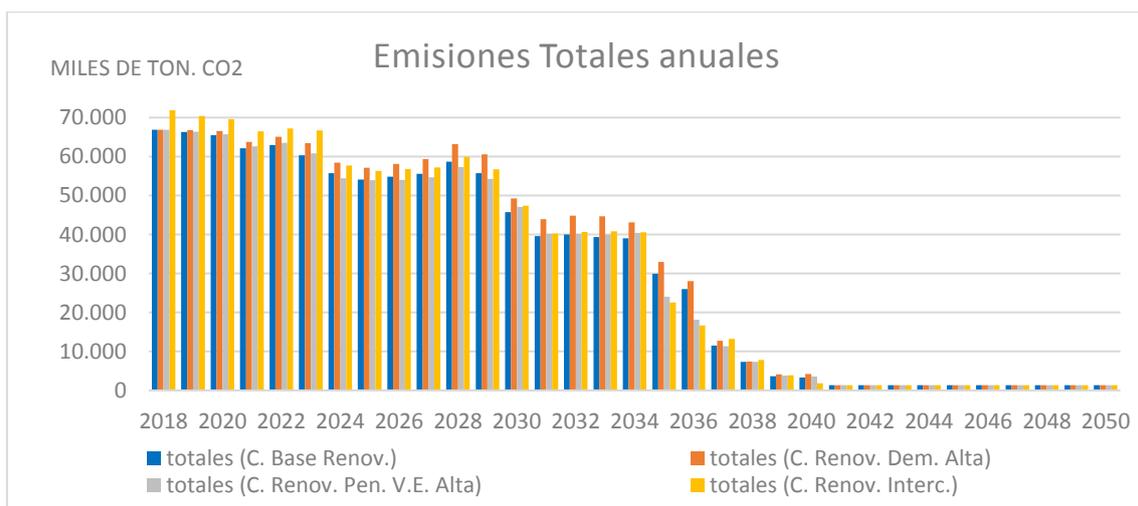


Figura 29: Niveles de Emisiones totales en Escenarios Renovables

Las conclusiones que se extraen a la vista de estos resultados son:

- El escenario que mayores emisiones presenta entre los años 2024 y 2037 es el de escenario de Demanda Alta debido a una mayor producción de los ciclos combinados que contribuyen a cubrir el aumento de demanda. En 2037, el cierre de una parte importante de las centrales de ciclo combinado y las inversiones en solar fotovoltaica y baterías, muy superiores a las del resto de escenarios, permiten la reducción de la producción contaminante restante hasta alcanzar niveles de emisiones similares a los del Caso Base Renovable.

- Durante los años previos al comienzo de las inversiones (2018-2023) en el Escenario de Intercambio, el modelo considera como rentable aumentar la producción de las centrales de ciclo combinado para exportar parte de esta producción a Portugal, que registra un precio mayor de la energía en estos primeros años, como se mostrará en el siguiente apartado. Esta mayor producción de las centrales de ciclo combinado hace que las emisiones sean superiores durante estos años a las del resto de escenarios. En 2024, Portugal comienza sus inversiones en generación renovable y la tendencia de precios se invierte volviendo España a su posición habitual de importador de energía. A partir de este momento, los ciclos combinados en España reducen considerablemente su producción y las emisiones se reducen por debajo de los niveles del Escenario de Demanda Alta.
- Finalmente, el perfil de emisiones del escenario de Penetración Alta del Vehículo eléctrico es ligeramente superior al del Caso Base en los años previos al comienzo de las inversiones debido a que el aumento de demanda de los vehículos eléctricos es aún cubierto a través de una mayor producción de los ciclos combinados. A partir de 2024, la mayor inversión en capacidad solar fotovoltaica de este escenario permite reducir la producción de los ciclos combinados y sus emisiones, que caen por debajo de las del Caso Base Renovable.

5.1.2.3 Efecto de los escenarios renovables sobre los perfiles de precios

Los perfiles de precios medios anuales obtenidos son muy similares entre sí, con diferencias de apenas céntimos en la mayoría de los casos. Se incluye también el perfil de precios de Portugal en el Escenario de Interconexiones por considerarse explicativo de algunas de las tendencias destacadas en el apartado anterior.

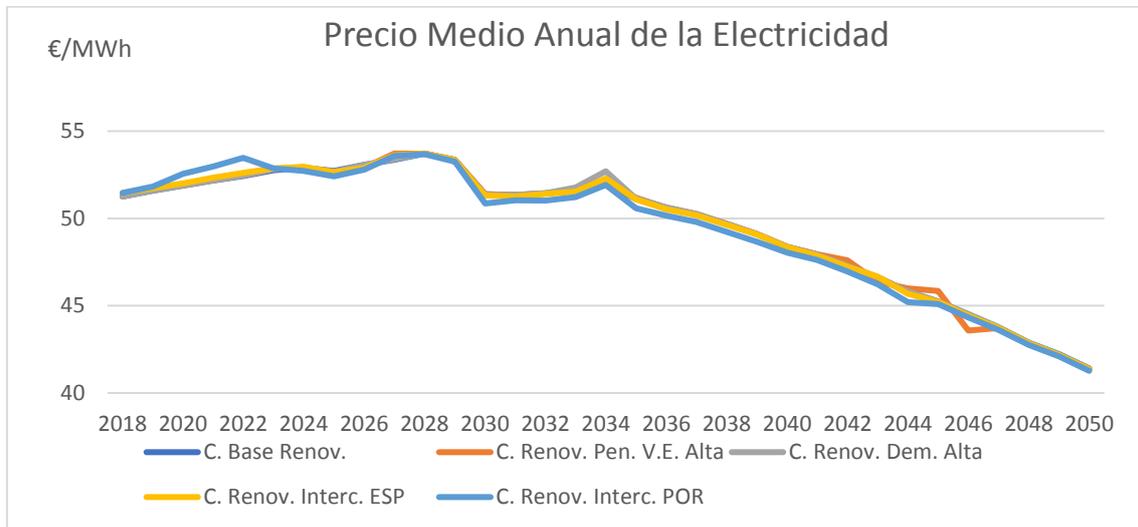


Figura 30: Precio medio anual de la energía en Escenarios Renovables

Los resultados del modelo muestran que efectivamente los precios de Portugal se encuentran por encima de los de España hasta 2023 debido a que en las horas de demanda punta de estos años el parque de generación portugués se ve obligado al encendido de las centrales de carbón (que permanecen apagadas durante la mayoría de horas a diferencia de lo que sucede en España). El coste asociado de encendido y apagado junto con el mayor coste de la producción de estas centrales explica los precios ligeramente superiores en Portugal durante estos años. Este hecho deriva en que sea rentable aumentar la producción de los ciclos combinados en España durante estos años con el fin de exportar dicha energía a Portugal. Sin embargo en 2023 se produce el cierre de las centrales de carbón del parque de generación portugués, que sustituye esta producción por nueva producción solar y de baterías con coste variable nulo. Esto hace descender sus precios de la electricidad invirtiéndose el flujo de los intercambios, reduciendo España su producción de ciclos combinados y recuperando su posición actual de importadora de energía.

Las diferencias son mínimas entre los diferentes escenarios, si bien lógicamente se obtienen precios ligeramente superiores en aquellos escenarios con mayores inversiones (Demanda Alta y Penetración de V.E. Alta) y ligeramente inferiores en el Escenario de Intercambios que registra unas menores inversiones.

5.2 ESCENARIOS CON INVERSIONES EN GENERACIÓN CONVENCIONAL

En este apartado se presentarán los resultados de aquellos escenarios en los que sí se permite la inversión en Ciclos Combinados y Turbinas de Gas. Se partirá del Caso Base Convencional, que será comparado al Caso Base Renovable, y posteriormente, se estudiarán diferencias en los resultados obtenidos para este Caso Base Convencional con respecto al resto de escenarios convencionales definidos en el Capítulo 4. .

5.2.1 RESULTADOS DEL CASO BASE CONVENCIONAL

Introduciendo los mismos parámetros de entrada que en el Caso Base Renovable y tras una primera simulación sin aplicar restricciones adicionales, los resultados del modelo son idénticos a los obtenidos para el Caso Base Renovable. Por tanto, con las hipótesis de este trabajo, la decisión óptima es invertir únicamente en tecnologías solar fotovoltaica y baterías de almacenamiento.

Las razones que explican este hecho son posiblemente las siguientes:

- Los costes de inversión en baterías son ya bajos durante todo el periodo de estudio, lo que puede justificar invertir en baterías que aprovechen los excedentes frente a los ciclos combinados y las turbinas de gas.
- Los ciclos combinados y turbinas de gas, a pesar de tener costes de inversión inferiores a la solar (al menos hasta 2026 en el caso de los ciclos combinados) presentan costes variables y costes de emisiones no nulos. Además este coste de emisiones va aumentando conforme se avanza en el horizonte temporal debido al aumento de los precios de la tonelada de CO_2 .

No obstante, este escenario no resultaría ilustrativo de un escenario con generación convencional y por ello se han impuesto las siguientes restricciones con el fin de obtener un escenario acorde con una evolución más realista de la capacidad instalada:

- Se impone una limitación en la capacidad instalable de baterías a 0,6 GW anuales. Se escoge este valor haciendo referencia a las previsiones del PNIEC [5], que estima que para 2030 se habrán instalado 6 GW adicionales de almacenamiento reversible. El PNIEC prevé que parte de este almacenamiento provenga en forma de expansión de las centrales hidráulicas para incorporar sistemas de bombeo. Sin embargo, como en CEVESA no se modelan las inversiones en bombeo se ha supuesto que toda la nueva capacidad de almacenamiento es con baterías. Se supone un crecimiento máximo anual de 0,6 GW baterías durante este periodo para alcanzar los 6 GW adicionales de almacenamiento en 2030 en caso de que esto fuese económicamente óptimo.
- Con el fin de dotar de mayor realismo al escenario, se limita la potencia instalada de cualquier tecnología a 6,5 GW anuales. Este valor ha sido fijado en base a la potencia renovable instalada durante el último año [19] y en base a las estimaciones del PNIEC que prevén la instalación de al menos 6 GW de nueva capacidad de generación renovables cada año durante el periodo 2020-2030.

Los resultados de esta simulación con estas restricciones se presentan a continuación:

Senda de Inversiones y Producción por Tecnologías:

Permitiendo la inversión en ciclos combinados y turbinas de gas, y restringiendo los valores anuales instalables de las tecnologías se llega a un mix de generación mucho más diversificado que en el Caso Base Renovable, instalándose, además de potencia solar fotovoltaica y baterías, capacidad eólica y ciclos combinados.

En la Figura 31 y en la Figura 32 se muestran las inversiones y la producción en este Caso Base Convencional junto a las inversiones obtenidas para el Caso Base Renovable.

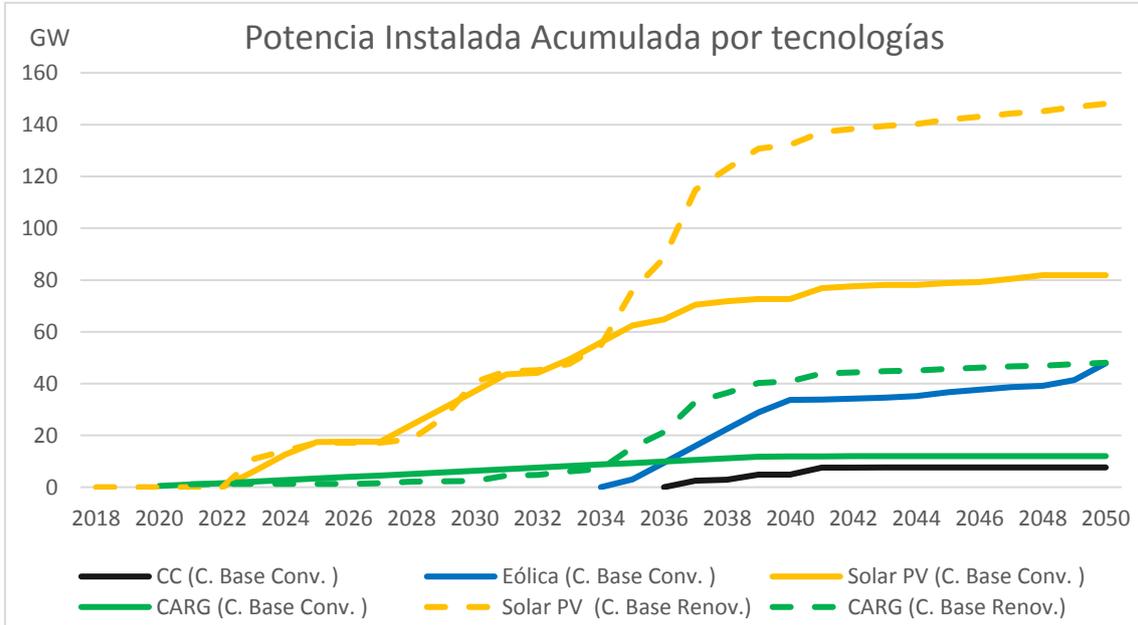


Figura 31: Comparativa Potencia Instalada Acumulada. Casos Base Renovable y Convencional

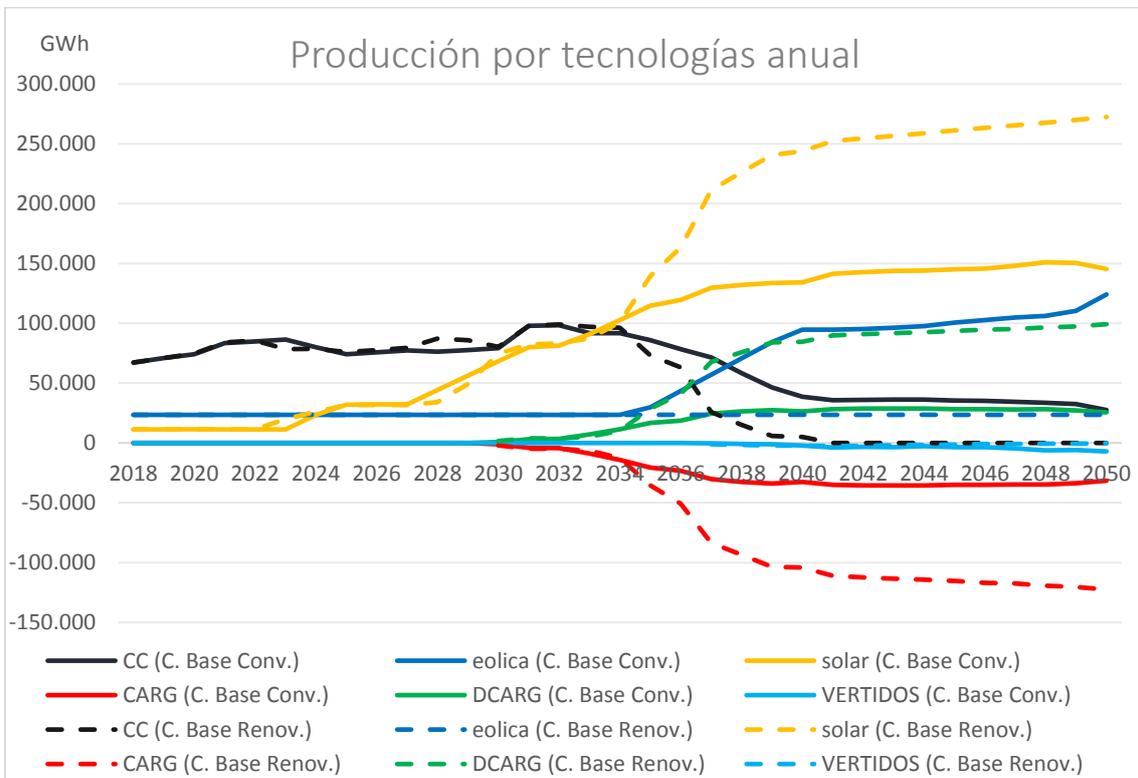


Figura 32: Comparativa Producciones por tecnologías. Escenarios Renovables

Las conclusiones que se extraen de estos resultados son:

- En ambos escenarios, los resultados del modelo muestran unos niveles instalados de capacidad solar fotovoltaica y baterías similar hasta 2035 aproximadamente, siendo el perfil de inversiones más gradual en el Caso Base Convencional debido a la restricción de 6,5 GW máximos instalables por tecnología que hace las inversiones tengan que distribuirse a lo largo de un mayor número de años.
- En el año 2037 se produce una caída de más de 39 TWh debido al cierre de una parte importante de las centrales de ciclo combinado. En el Caso Base Renovable, este decremento en la producción se suplía con 26,34 GW de nueva capacidad solar fotovoltaica y 11,6 GW de baterías. En el Caso Convencional se recurre a la instalación del máximo permitido de capacidad solar fotovoltaica, eólica y baterías, y no siendo suficiente para cubrir la demanda, se necesita invertir también en 2,53 GW de ciclos combinados. Una vez que se produce el cierre de la última central del parque inicial (2040), la producción de los nuevos ciclos combinados se establece en un valor de un 53% de la producción de los ciclos combinados obtenida para 2018. La potencia instalada es, sin embargo, de apenas 7,5 GW, es decir, un 25,9% de la inicial. Esto quiere decir que los nuevos ciclos combinados tienen una tasa de utilización mayor en los últimos años de la simulación debido a que deben cubrir gran parte de la demanda en aquellas horas con baja producción solar fotovoltaica y eólica. Pese a que la potencia de ciclos representa sólo un 3,79% del total instalado, su producción es de un 8% del total generado.
- Los resultados muestran que las inversiones en baterías se adelantan y comienzan un año antes que en el Caso Renovable (2020) y se instala prácticamente el máximo permitido durante todos los años de la simulación, lo cual pone de manifiesto la ventaja de costes de esta tecnología, así como la necesidad de adelantar la inversión por la limitación anual. Puede observarse además como la potencia instalada de baterías parece estancarse en 12 GW en

2041. Esto se debe a que en el modelo se ha estimado una vida útil de 20 años para estas baterías, y aunque se siguen instalando 0,6 GW nuevos cada año, se pierden 0,6 GW instalados 20 años antes.

- La producción anual de la potencia eólica en el Caso Base Convencional es muy similar al de las baterías en el Caso Base Renovable. Sin embargo, su perfil de producción horaria es radicalmente diferente. La capacidad eólica instalada consigue dar una producción más estable durante todas las horas del año, mientras que las baterías realizan ciclos de carga/descarga aprovechando la sobreproducción solar fotovoltaica en las horas valle y utilizándola cuando disminuye dicha producción solar.

El parque de generación en 2050, más diversificado que para los escenarios anteriores, se recoge en la Tabla 30.

Potencia Instalada en España 2050 (GW)	Base Convencional	Base Renovable
Hidráulica convencional y mixta	17,085	17,085
Bombeo puro	3,321	3,321
Nuclear	-	-
Carbón	-	-
Fuel + Gas	-	-
Ciclo combinado	7,638	-
Eólica	71,395	23,500
Solar fotovoltaica	79,600	148,637
Solar térmica	2,304	2,304
Cogeneración	5,727	5,727
Baterías	12,000	48,052
Biomasa, geotermia y otras	1,527	1,527
Total	200,592	250,198

Tabla 30: Parque Final de generación España 2050. Escenario Base Convencional

Comparando las producciones por tecnologías entre los Casos Base puede apreciarse aún con más claridad esta mayor diversificación:

Producción por tecnologías España 2050 (%)	Base Convencional	Base Renovable
Hidráulica convencional y mixta	7,5% (-0,44%)	7,5% (-0,44%)
Ciclo combinado	7,9%	-
Eólica	35,50%	7,0%
Solar fotovoltaica	42,0%	81,0%
Solar térmica	1,4%	1,4%
Cogeneración	8,5%	8,5%
Baterías	7,6% (-9,86%)	29,5% (-36,36%)
Vertidos	-2,1%	-0,1%
Biomasa, geotermia y otras	2%	2%

Tabla 31: Comparativa Producción anual por tecnologías en 2050

Niveles de Emisiones:

En la Figura 33 recogen las emisiones de este escenario que pueden atribuirse a las unidades de generación iniciales, y a las nuevas inversiones, así como la suma de ambas. Se incluye también, para favorecer la comparación, las emisiones totales obtenidas para el Caso Base Renovable.

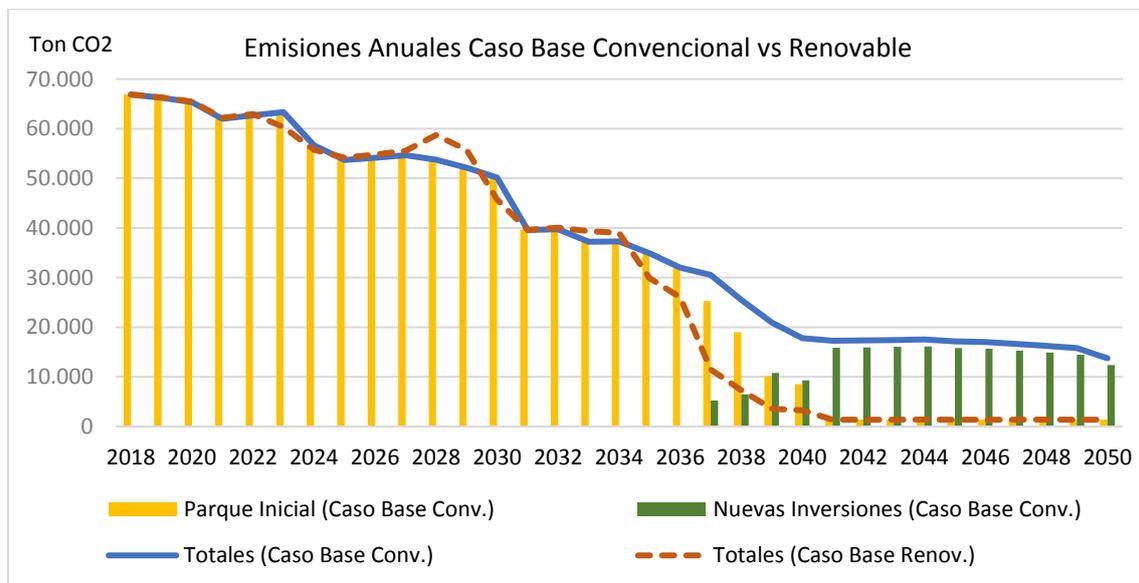


Figura 33: Emisiones Caso Base Convencional vs Base Renovable

Las conclusiones que se extraen de estos resultados son:

- La primera y más evidente, es que, a diferencia del Caso Base Renovable, las emisiones de las nuevas inversiones ya no se anulan a partir de 2037 ya que se producen las primeras inversiones en ciclos combinados. Las emisiones del sistema van aumentando conforme se instala más capacidad de ciclos combinados y aumenta su producción, hasta llegar a un nivel estable en 2042 de 13.749 kTon. de CO_2 anuales que representa una descarbonización del 80% respecto de los niveles obtenidos para 2018.
- En 2028 y 2029, es decir, justo antes del cierre de las últimas centrales de carbón, las emisiones del Caso Base Convencional son inferiores a las del Caso Base Renovable. La causa de este hecho puede apreciarse observando con detenimiento la Figura 31 y la Figura 32, en las que se aprecia que la potencia solar instalada en estos años es superior en el Caso Base Convencional, lo cual permite reducir la producción de las centrales de ciclo combinado por debajo de la producción de estas centrales en el Caso Base Renovable.

Perfil de precios de la energía

El perfil de precios que se obtiene en este Caso Base Renovable, junto al perfil obtenido en el Caso Base Convencional es el siguiente:

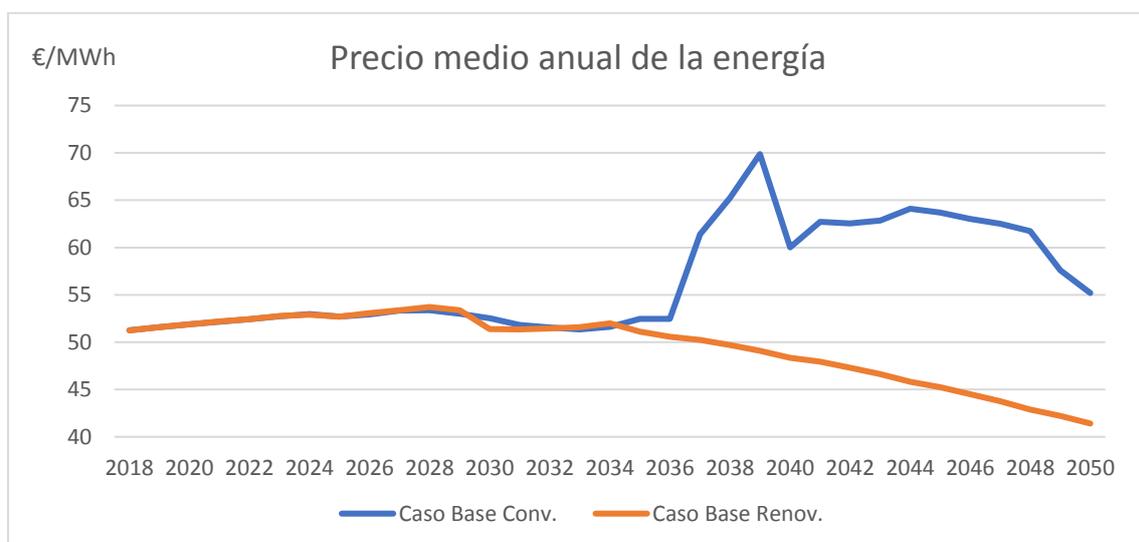


Figura 34: Precios anuales medios de energía. Caso Base Convencional vs Caso Base Renovable

En la Figura 34 puede observarse que, según los resultados del modelo, durante el periodo en el que se invierte únicamente en renovables (hasta 2036), ambas curvas de precios son muy similares a pesar de que los niveles de inversiones son diferentes. La razón que explica este hecho es que la tecnología marginal que marca el precio de la energía en ambos casos sigue siendo los ciclos combinados, con los mismos costes variables, obteniéndose precios prácticamente idénticos.

No obstante, los años 2037 y 2038 tienen lugar dos aumentos repentinos del precio de la energía en este Caso Base Convencional. Para encontrar la explicación a este fenómeno es necesario recurrir a los perfiles de precios horarios y a la producción horaria de las diferentes tecnologías en esos años.

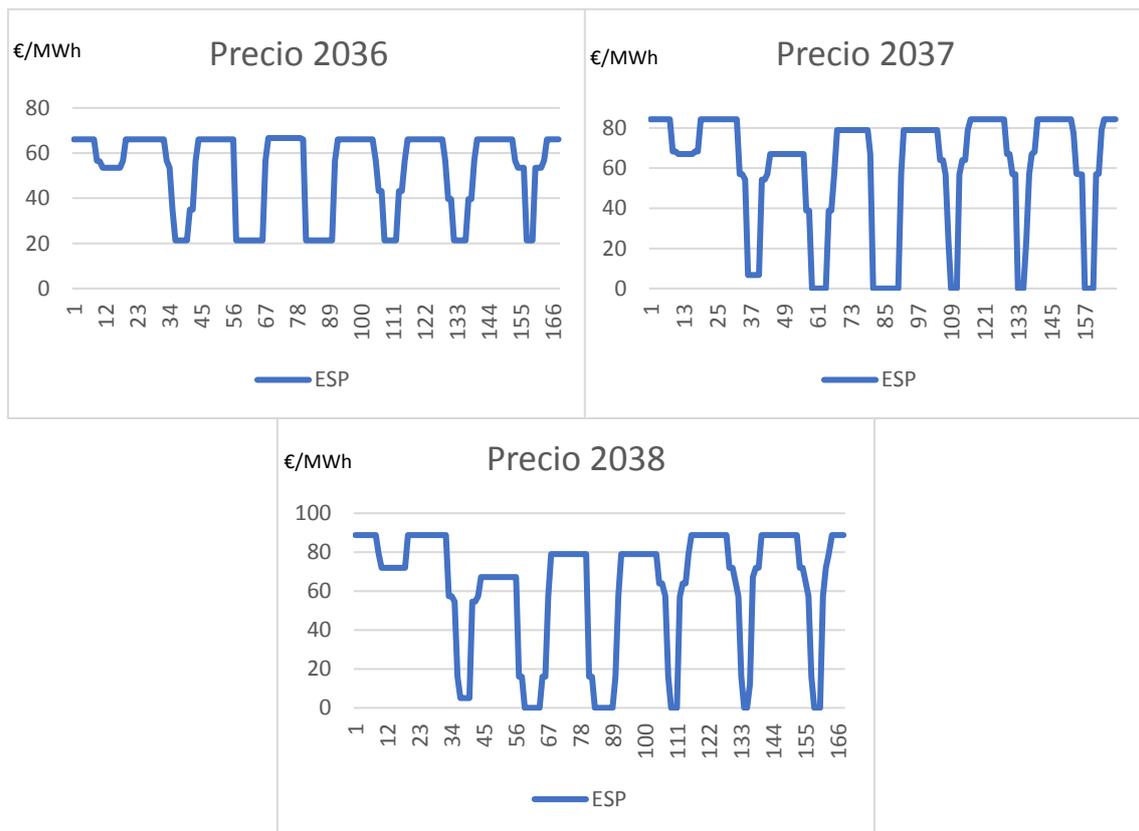


Figura 35: Perfiles de precios en años 2035-2037 en España. Caso Base Convencional

Lo que sucede realmente y que explica el aumento del precio de la energía estos años es lo siguiente:

- En el año 2037 se invierte por primera vez en centrales de ciclo combinado, instalándose un total de 2,53 GW de esta tecnología. No obstante, también se instalan 6,5 GW de capacidad eólica, 5,62 GW de capacidad solar y 0,6 GW de baterías. Esta nueva potencia renovable permite que los ciclos combinados reduzcan su producción en las horas de demanda valle, lo cual explica que los precios valle caigan por debajo de los años anteriores llegando por primera vez a horas con precios 0.
- Sin embargo, puede apreciarse un estrechamiento en los valles de precios. Esto se debe a que, en este Caso Base Convencional, los nuevos ciclos combinados mantienen su producción en horas que en el Caso Renovable eran cubiertas por tecnologías de coste variable 0. Un menor número de horas con precios 0 (o precios muy bajos) contribuye a aumentar la media anual de precios.
- Este hecho, unido a un mayor coste de producción debido a los nuevos ciclos combinados, y sus mayores costes de inversión asociados, hace que los precios en horas de demanda alta se sitúen por encima de los precios de años anteriores.

La combinación de precios más elevados en horas de demanda alta unido a un menor número de horas de precios valle contribuye a que la media de precios anual para el Escenario Base Convencional sea considerablemente más elevada que en años anteriores, lo cual explica el pico que se aprecia en la Figura 34.

5.2.2 VARIACIONES RESPECTO AL CASO BASE CONVENCIONAL

En esta sección se sigue la misma metodología que para el análisis de variaciones en el Caso Base Renovable. Los escenarios que se analizarán son:

- Escenario de Crecimiento de Demanda Alta, con el fin de comprobar cómo se cubren el aumento de la demanda eléctrica cuando se permite la inversión en tecnologías de generación convencional.
- Escenario con Interconexiones Activas con Portugal.

5.2.2.1 Efecto sobre Nueva Potencia Instalada y Producción de las tecnologías.

Las similitudes con las tendencias observadas en los casos renovables quedan patentes en la Figura 36 y en la Figura 37:

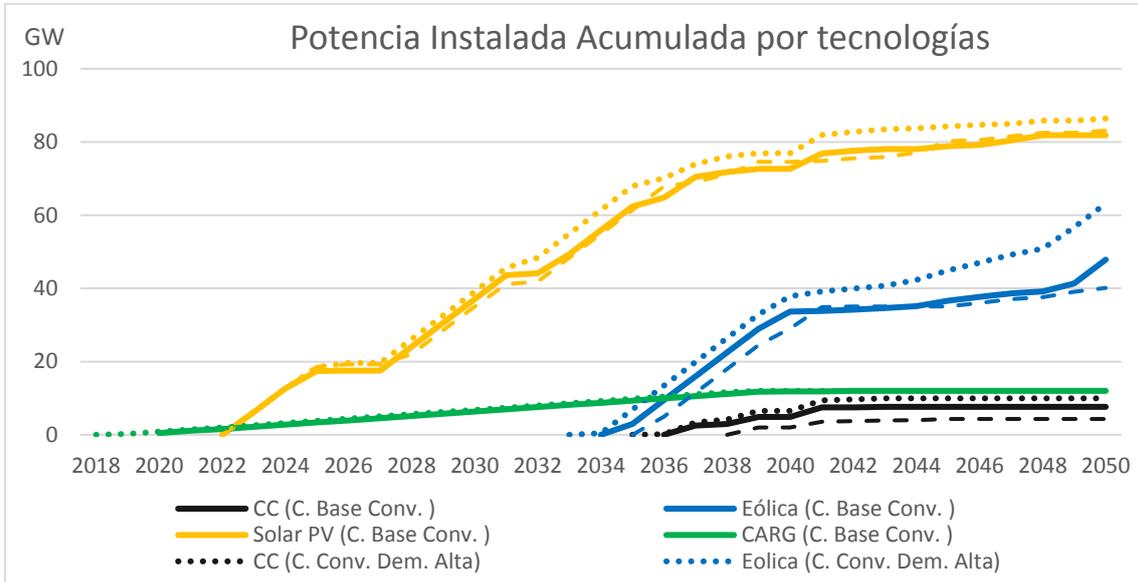


Figura 36: Comparativa Potencias Instaladas. Escenarios Convencionales

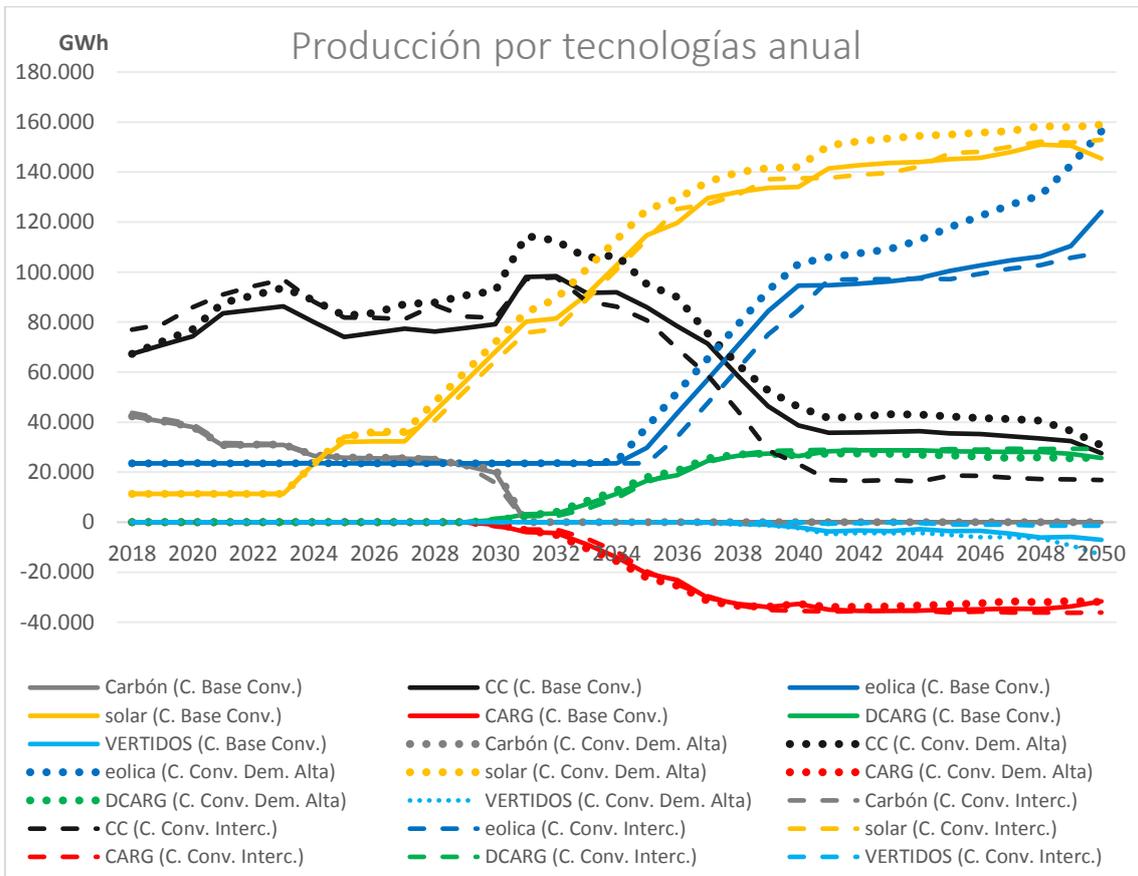


Figura 37: Comparativa Producción por tecnologías. Escenarios Convencionales

Las conclusiones que se extraen de la comparación de estos resultados son las siguientes:

- Empezando por las similitudes, en la Figura 36 se puede observar que los tres escenarios siguen un perfil prácticamente idéntico en términos de capacidad de baterías instaladas, y que se instala el máximo permitido (0,6 GW) en casi la totalidad de años. Si se comparan estos niveles con los obtenidos en los escenarios renovables, los resultados del modelo parecen indicar que un sistema con una mayor producción estable (sobre todo de los nuevos ciclos combinados), también puede garantizar el suministro del 100% de la demanda con unos niveles de almacenamiento considerablemente más bajos (un 76% menos de baterías en el Caso Base Convencional respecto al Caso Base Renovable).
- Las inversiones en potencia eólica no comienzan en ninguno de los escenarios hasta 2035, fecha en la que se produce el cierre de la última central nuclear. Hasta ese momento, el modelo cubre el cierre de centrales de carbón con nueva capacidad solar fotovoltaica y baterías. Sin embargo, en 2035 cuando se produce el cese de la actividad nuclear, este decremento de producción no puede ser cubierto solamente a través de capacidad solar fotovoltaica y de baterías debido a la restricción de potencia máxima instalable. Con tan sólo 0,6 GW de baterías adicionales no es posible cubrir una producción estable en el tiempo como lo es la nuclear. Es necesario recurrir a la instalación de la siguiente tecnología con menores costes asociados, la tecnología eólica, que permite cubrir la demanda restante a través de un perfil de generación con una menor variabilidad que la producción solar fotovoltaica.
- Como parecía razonable esperar, el Escenario de Demanda Alta presenta niveles más elevados de inversiones tanto en potencia solar, eólica como en ciclos combinados. Es interesante también ver como a partir de 2040, cuando no es posible superar los 12 GW de baterías debido la restricción de potencia instalable y a la vida útil estimada, las inversiones en generación eólica adquieren una mayor relevancia con respecto las inversiones en capacidad

solar fotovoltaica y la diferencia de potencia instalada en 2050 entre ambas es de apenas 12,1 GW (casi 20 GW de diferencia con respecto a los Casos Renovables).

La tecnología solar fotovoltaica se encuentra por lo tanto limitada por los niveles de baterías, y para cubrir el aumento de demanda en horas con baja producción solar es necesario invertir en potencia eólica, que proporciona una producción más estable.

- Finalmente, los resultados de la Figura 37 muestran que el efecto de las interconexiones empieza a hacerse patente en 2030, cuando la expansión de éstas permite reducir la producción de la tecnología marginal más cara, es decir, los ciclos combinados. Esta diferencia se ve acrecentada en 2037 cuando se producen las primeras inversiones en centrales de ciclo combinado. Estas inversiones son considerablemente inferiores (4,32 GW frente a 7,63 GW en el Caso Base Convencional), al igual que su producción, cubriéndose el aumento anual de demanda, además de por las importaciones de Portugal, por un aumento de la producción eólica y de la producción solar fotovoltaica que alcanzan niveles similares a los del Caso Base.

Este hecho es coherente con el uso habitual de las interconexiones para sustituir producción de mayor coste en un país por producción más barata del país anexo.

En los escenarios renovables la demanda extra era cubierta a través de una mayor producción solar fotovoltaica, de baterías y de ciclos combinados. Ahora, debido a la restricción de potencia máxima instalable, el aumento de esta producción solar no es suficiente para cubrir el aumento de demanda cuando los ciclos combinados del parque inicial cesan su actividad, y es necesario, en los tres escenarios, recurrir a la instalación de potencia eólica y de nuevos ciclos combinados. La restricción sobre las baterías hace que la potencia solar instalada sea mucho menor que en el Caso Renovable, poniendo de manifiesto la complementariedad entre ambas tecnologías.

5.2.2.2 Efecto sobre los niveles de Emisiones

Dado que las nuevas inversiones también pueden emitir CO2 para mayor claridad se muestran por separado las unidades del parque inicial, de las inversiones, y la suma de ambas (totales) para cada uno de los escenarios convencionales:

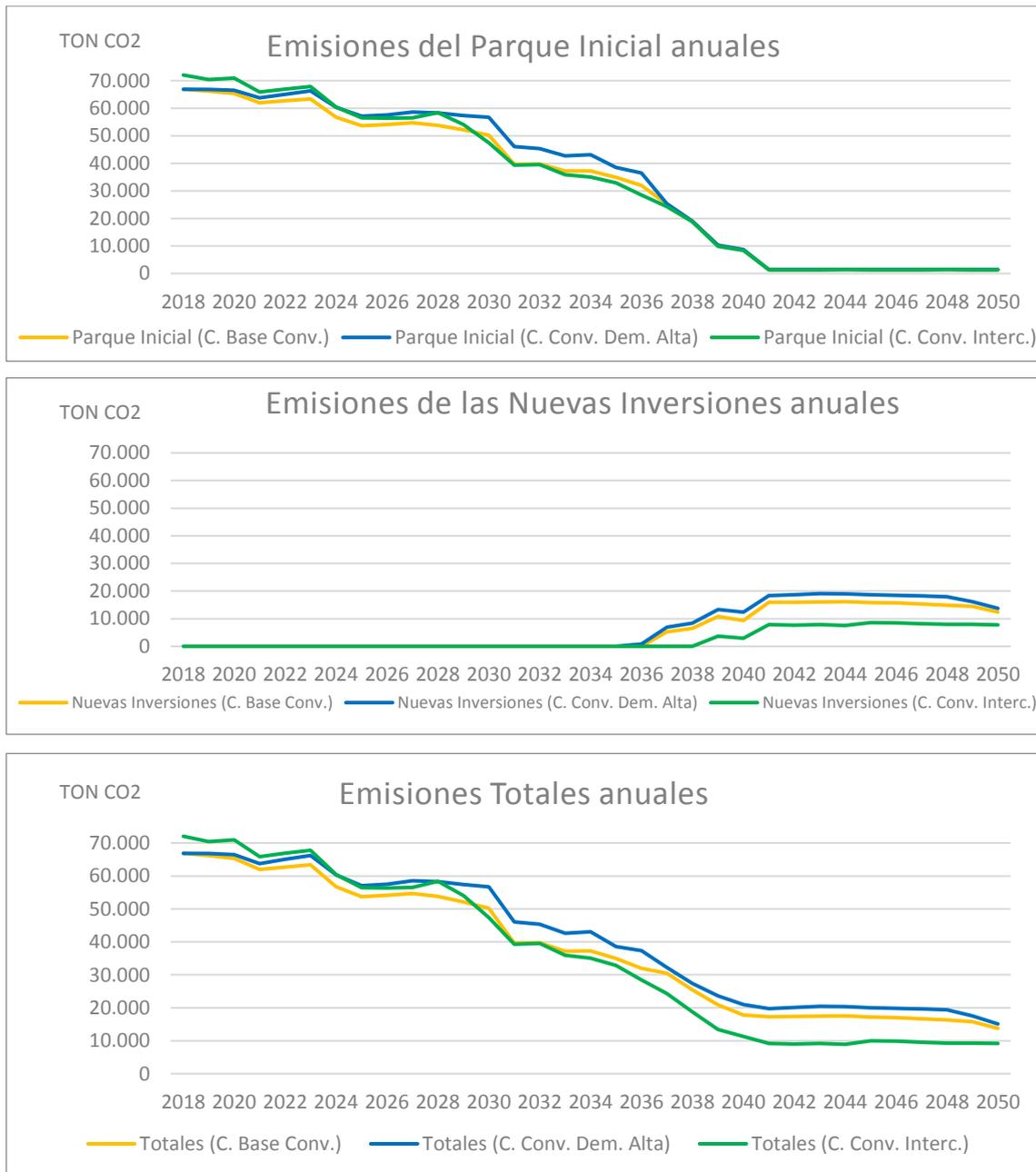


Figura 38: Niveles de Emisiones. Escenarios Convencionales

Las conclusiones extraídas de estas figuras están íntimamente relacionadas con lo visto anteriormente en la Figura 37 de producción energética:

- Las emisiones del parque inicial son más elevadas hasta 2028 en el Escenario de Interconexiones debido a que las inversiones inferiores en tecnologías renovables hacen que los ciclos combinados tengan que aumentar su producción con respecto a los niveles de producción del Caso Base Convencional. A partir de 2030, la expansión de las interconexiones permite reducir la energía proporcionada por los ciclos combinados, disminuyendo considerablemente las emisiones hasta el punto de que, en 2050, éstas son un 39% inferiores a las del Caso Base Convencional. Según los resultados de estas simulaciones, las interconexiones podrían tener un papel significativo en la descarbonización, ya que permiten reducir la potencia instalada y la producción de aquellas tecnologías con mayores costes asociados, que, en este caso, son los ciclos combinados.
- Las emisiones totales son superiores en el Escenario de Demanda Alta renovable tanto del parque inicial como de las nuevas inversiones. Esto se debe a la restricción de potencia instalada incluida en el modelo, que impide cubrir la totalidad del aumento de demanda con más generación renovable, y es necesario recurrir a un aumento de la producción de los ciclos combinados. En los últimos años la diferencia con el Caso Base Convencional se mitiga a través de una mayor instalación de potencia eólica con el fin de reducir la producción de los ciclos combinados, más cara y con coste de emisiones no nulo.

5.2.2.3 Efecto sobre los perfiles de precios

Se concluye este Capítulo con el análisis de los precios de la electricidad, que ayuda a consolidar algunas de las conclusiones expuestas en párrafos anteriores:

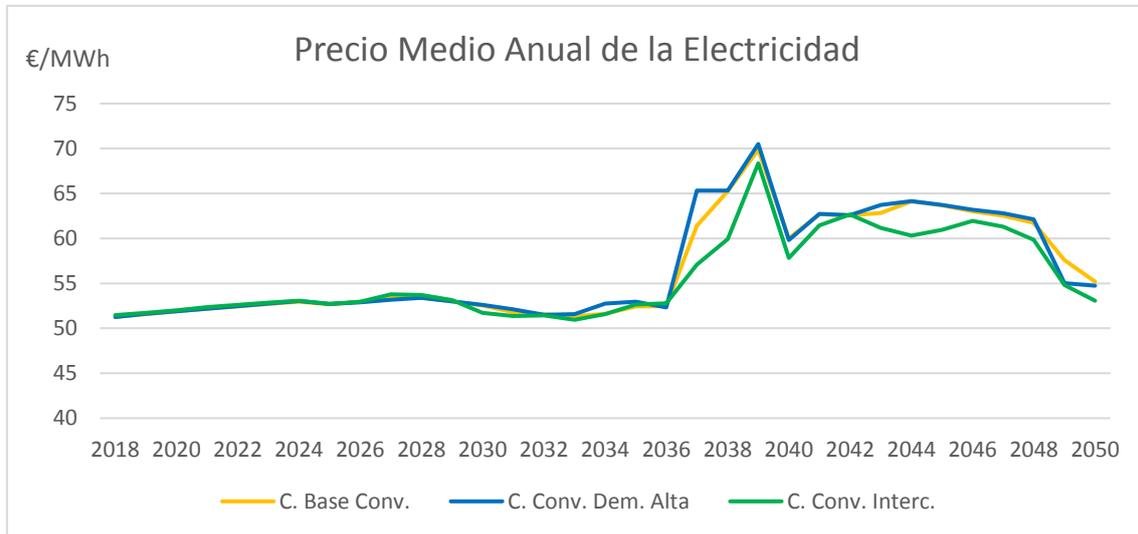


Figura 39: Precio medio anual de la electricidad en Escenarios Convencionales

Dejando a un lado el pico de precios en los años 2037 y 2038 (explicado para el Caso Base Convencional), de esta Figura 39 podemos extraer las siguientes conclusiones:

- Los resultados del modelo indican que las interconexiones tendrían un efecto beneficioso sobre el nivel de precios de la energía, ya que permiten reducir las inversiones y la producción de la tecnología con mayores costes asociados (los ciclos combinados).
- Durante los primeros años los precios son muy similares en los tres escenarios debido al efecto explicado en los Casos Bases Renovables: la tecnología marginal que fija el precio sigue siendo las centrales de ciclo combinado, independientemente del escenario en el que nos encontremos. Las pequeñas diferencias hasta 2035 se deben a las variaciones, no muy acusadas, en los niveles de nueva capacidad solar fotovoltaica instalada. Es a partir de 2036 (inicio de las inversiones en ciclos combinados) cuando las diferencias se hacen más marcadas entre escenarios. En el Escenario de Interconexiones se instala una menor capacidad de ciclos combinados y su producción es menor debido a la posibilidad de importar energía de Portugal y a un aumento en la producción solar fotovoltaica y eólica. Este aumento de la generación

renovable con coste variable 0 y el decremento de la producción de los ciclos combinados hace que los precios en este Escenarios de Interconexiones caigan por debajo de los obtenidos para el Caso Base.

- En el Escenario de Demanda Alta las inversiones son mayores, de ahí que su precio de energía también lo sea. Sin embargo, a partir de 2041, año en el que se producen las últimas inversiones en ciclos combinados, los niveles de precios de este escenario son muy similares a los del Caso Base debido a que los precios aquí mostrados representan precios marginales del sistema y los ciclos combinados siguen siendo la tecnología marginal en las mismas horas en ambos escenarios, aunque con una mayor producción en el Escenario de Demanda Alta

Es necesario mencionar también que en los últimos dos años de simulación aparecen ciertas inconsistencias en la Figura 39, como el hecho de que los precios en el Escenario de Demanda Alta caigan repentinamente por debajo de los niveles del Caso Base Convencional. Estas inconsistencias en los últimos años pueden deberse al hecho artificial derivado de ejecutar un modelo de inversión como CEVESA con un horizonte de simulación finito.

Con esta comparativa quedaría finalizado este Capítulo 5. En el siguiente Capítulo se empleará un esquema muy similar al utilizado aquí para la comparación de los costes obtenidos tras la simulación de estos mismos escenarios.

Capítulo 6. ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTES EN ESCENARIOS SIMULADOS

En este Capítulo 6 se lleva a cabo el análisis comparativo de los costes del sistema en los diferentes escenarios simulados. La metodología a emplear será la misma que se ha utilizado en el Capítulo 5. se usará el Caso Base Renovable como referencia para posteriormente estudiar las sensibilidades de los diferentes escenarios sobre el Caso Base Renovable y sobre el Caso Base Convencional.

Los costes que serán analizados y comparados son los siguientes:

- **Coste de las Nuevas Inversiones**: que incluye:
 - Costes de inversión (*Coste Inversión*): calculados anualmente como el producto del coste de inversión de cada tecnología en cada año, expresado en Millones de €/MW, por la capacidad instalada de cada tecnología en dicho año.
 - Costes variables de producción (*C. Var. Prod.*): asociados al consumo de combustible y calculados como el producto de la producción de cada tecnología (en MWh) por el coste variable expresado en €/MWh.
 - Costes variables de emisiones de la nueva capacidad instalada (*Coste Var. Emis.*): calculado como el producto de la producción de cada tecnología, por las emisiones específicas de dicha tecnología (en ton. de CO_2 /MWh) y por el coste de dichas emisiones en €/ton. CO_2 .
 - Costes de Operación y Mantenimiento (*Coste O&M*): calculado como el producto de los capacidad instalada de cada tecnología en un determinado año (en MW) por el coste de mantenimiento expresado en €/MW-año.

- **Costes del Parque Inicial**, compuestos por:
 - Coste variable de producción calculado de la misma manera que para las nuevas inversiones pero en lugar de por tecnología por unidad de oferta y después agregado.
 - Coste variable de emisiones de cada unidad de oferta, calculado como la producción de cada unidad de oferta (en MWh), por sus emisiones específicas (ton. CO_2 /MWh) y por el coste de la tonelada de CO_2 (€/ton. CO_2).
 - Coste de arranque y parada de cada grupo de generación, calculado como el producto del coste medio de arranque (parada) por el número de arranques (paradas) realizado por cada grupo de generación.

Los datos de los costes unitarios asociados a las nuevas inversiones (coste de inversión en Millones de €/MW instalado, coste variable en €/MWh, coste de O&M en €/MW-año) han sido tomados del informe “*Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis*” [15] y los valores utilizados como entradas del modelo (invariables en todas las simulaciones) se pueden consultar en el *ANEXO III: Entradas Relevantes en Escenarios Simulados*.

Los datos de los costes unitarios de las unidades de oferta de las centrales del parque inicial modelado en CEVESA están tomados de la base de datos *Power Plants Database* publicado por el *Joint Research Centre* en el año 2017 [94]. De esta fuente también se extraen las características técnicas de los diferentes grupos de generación como potencias máximas y mínimas, rampas de subida y bajada, emisiones específicas etc. que serán utilizados como parámetros de entrada invariables en todas las simulaciones aquí realizadas.

6.1 COSTES EN ESCENARIOS RENOVABLES

6.1.1 COSTES DEL CASO BASE RENOVABLE

Costes del parque de Inversiones

Se presenta, en primer lugar, la evolución de los costes de las nuevas inversiones durante el periodo de simulación:



Figura 40: Costes anuales de las Nuevas Inversiones. Escenario Base Renovable.

Al invertir exclusivamente en capacidad solar fotovoltaica y en baterías, los costes de emisiones y los costes variables, asociados fundamentalmente al consumo de combustible, son nulos. Los únicos costes presentes son los costes de O&M y los costes de inversión.

Lo interesante de la Figura 40 es la evolución del coste de inversión que registra picos de inversión aproximadamente en los años en los que se produce una caída sustancial de la capacidad instalada inicial debido al cierre de uno o varios grupos de generación. Aparece un primer pico en 2023 debido al cierre de las primeras centrales de carbón, un pico en 2030 con el cierre de las últimas centrales de carbón, en 2035 por el cierre de la última

central nuclear, en 2037 por el cierre de la mayoría de las centrales de ciclo combinado, y en 2041 tras el cierre de los últimos ciclos combinados en 2040.

Durante los años en los que no se produce el cierre de plantas, los niveles de inversiones son considerablemente más bajos. Esto se debe fundamentalmente a la combinación de dos motivos, siendo el primero la ausencia de restricciones en el modelo en cuanto a la potencia anual a instalar en este escenario, y el segundo el uso de una tasa de interés (6%) a la hora de calcular los costes totales a minimizar en CEVESA, que son calculados como Valor Neto Actual.

$$C. Inversión (V. A. N) = \sum_{a=2018}^{2050} \frac{C. Inv_a}{(1+i)^{a-2018}}$$

La combinación de estos dos factores tiene como resultado que el modelo busque retrasar las inversiones todo lo posible (Coste Neto Actual más bajo, para una misma inversión) y la ausencia de restricción de potencia instalable hace que se pueda instalar la totalidad de la capacidad requerida en un único año en lugar de tener que repartir las inversiones en el tiempo.

Tras el pico de inversión del año 2041 debido al cierre de la última de las centrales de ciclo combinado el año anterior, las inversiones realizadas se mantienen en niveles bajos (9,7 GW de solar y 3,7 GW de baterías entre 2042 y 2050), y prácticamente la totalidad de los costes de las nuevas inversiones vuelven a ser los costes de O&M del nuevo sistema, que alcanzan los 3.552 M€ en 2050. Los costes totales de las nuevas inversiones en este año son de 3.821 M€.

La suma de estos costes para todo el periodo de transición 2018-2050 es de 121.154 M€. Si se calcula el coste hasta 2030, el valor es significativamente inferior, 24.114 M€, debido a que el grueso de las inversiones se lleva a cabo entre 2030 y 2040, cuando se produce el cierre de las centrales que componen el parque nuclear y el parque de ciclos combinados.

El PNIEC prevé la inyección de 126.671 M€ en el sector eléctrico durante la próxima década. Las diferencias con estas estimaciones se deben fundamentalmente a:

- El PNIEC representa una transición mucho más temprana, en la que la mayoría de inversiones se dan en esta próxima década y que estima unas emisiones en 2030 2,65 veces inferiores a la obtenidas en este Caso Base Renovable.
- El PNIEC prevé la inversión en tecnologías cuyas inversiones no se encuentran modeladas en CEVESA o en las que no se invierte en este Caso Base Renovable, como lo son la tecnología eólica, la solar termoeléctrica y bombeo hidráulico, todas ellas con costes de inversión significativamente superiores a los de la solar fotovoltaica y las baterías en las que aquí se invierte. Estos mayores costes de inversión previstos por el PNIEC contribuyen a explicar la diferencia con las cifras que aquí se obtienen.
- El PNIEC incluye en sus estimaciones los recursos destinados a medidas de eficiencia energética, al apoyo de planes de I+D y al refuerzo de las redes de transmisión y distribución que no son tenidas en cuenta en este trabajo.

Por lo tanto, la transición de este Escenario Base Renovable representa una transición mucho más tardía y en la que en lugar de fijar una senda de inversiones como hace el PNIEC, se deja que el sistema evolucione hacia el óptimo según las hipótesis de partida y el modelo empleado. Esto hace que los costes de las inversiones sean sensiblemente inferiores, pagando el precio de tener un sistema con una penetración renovable menor y más contaminante en 2030 que el estimado por el PNIEC.

Costes variables para el parque Inicial

Se muestran también los costes variables del parque inicial, apreciándose claramente el cierre progresivo de las unidades de oferta que lo componen:

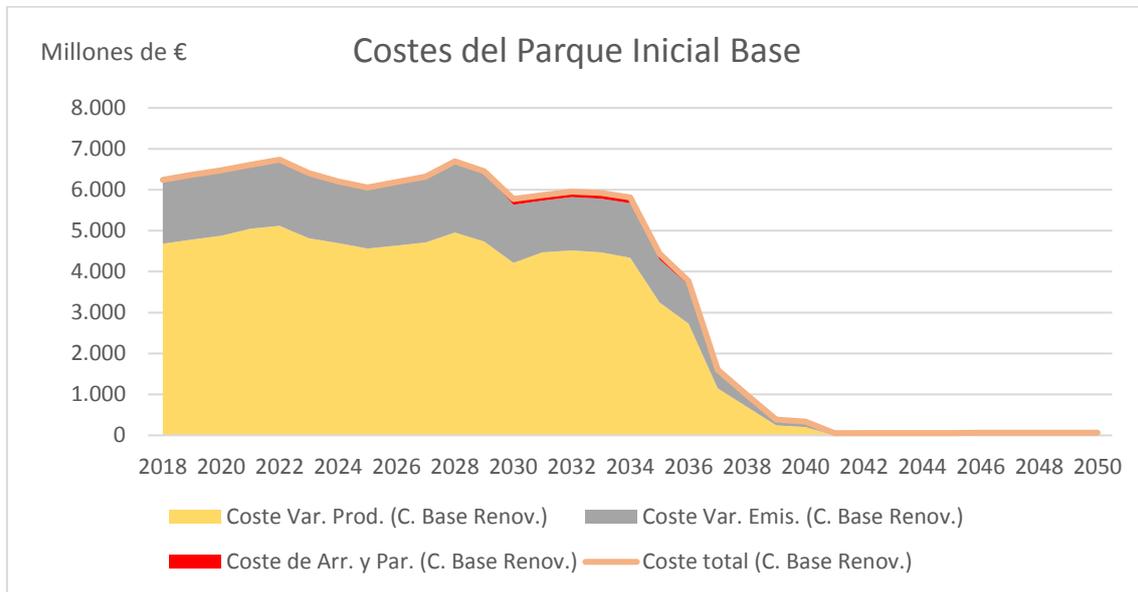


Figura 41: Costes Anuales del Parque Inicial. Escenario Base Renovable.

De esta Figura 41 podemos destacar los siguientes resultados:

- Al igual que sucedía con los niveles de emisiones, a partir del año 2040, las dos centrales que se mantienen operativas para proporcionar reserva tienen un pequeño coste variable y de emisiones asociado, de ahí que el coste del parque inicial no sea totalmente nulo en la última década del periodo de estudio.
- Los costes de arranque y parada tienen una importancia no despreciable durante los años 2030 a 2040, años en los que se produce la mayoría de las inversiones en generación solar fotovoltaica y baterías. La causa de este hecho es la variabilidad horaria de esta producción solar que hace que sea necesario apagar los ciclos combinados en horas de producción solar punta y haya que encenderlos cuando cae esta producción.

La suma de los costes totales anuales del parque inicial durante el periodo de simulación es de 118.218 M€.

Costes Totales del Sistema

Si sumamos los costes de las nuevas inversiones a los costes del parque inicial, obtenemos los costes totales del sistema de generación eléctrico español:

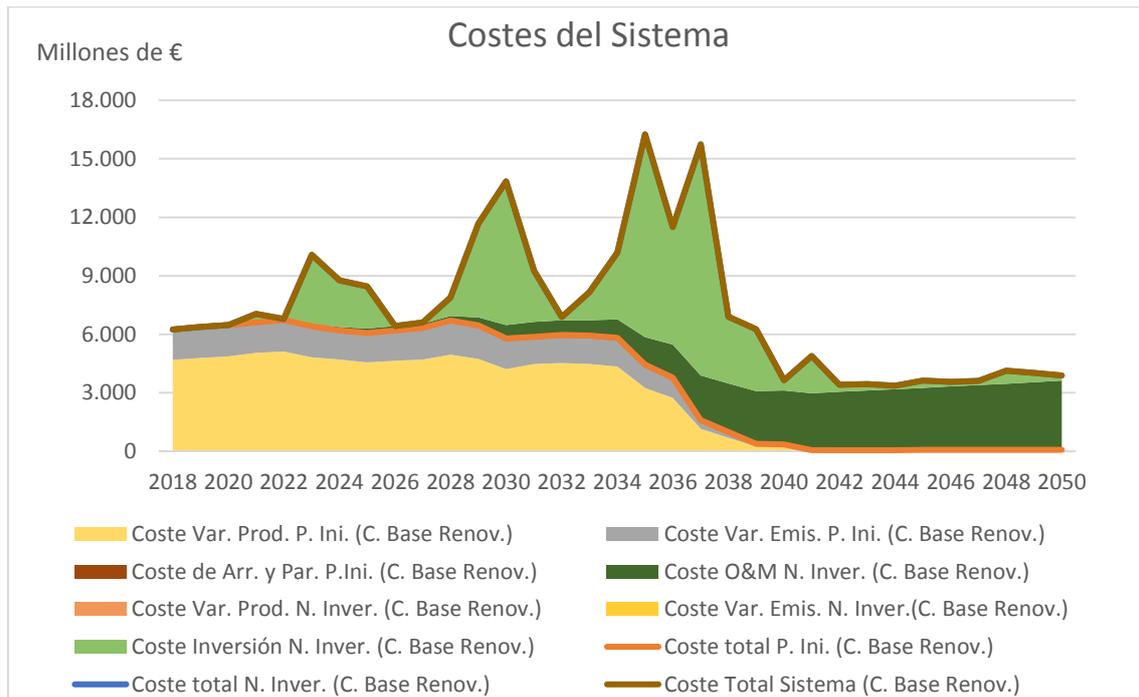


Figura 42: Costes anuales del Sistema. Escenario Base Renovable

En esta Figura 42 puede apreciarse la evolución hasta alcanzar un sistema de generación totalmente renovable. Las principales conclusiones que se extraen son:

- Según los resultados de esta simulación, los mayores costes anuales del sistema se dan en aquellos años en los que es necesaria la instalación de capacidad renovable debido al cierre de centrales convencionales del parque inicial.
- A pesar de que el mayor pico de inversiones se da en el año 2037 cuando se produce el cierre de la mayor parte de los ciclos combinados (14.146 M€ de nuevas inversiones) el mayor coste anual del sistema se produce en el año 2035. Esto se debe a que los costes variables del parque inicial del año 2037

se han reducido considerablemente debido al cierre de estos ciclos combinados, mientras que en 2035, aunque las inversiones requeridas sean menores (11.817 M€), se cuenta aún con el coste variable de producción y de emisiones del parque de centrales de ciclo combinado.

- El coste principal en los años previos al comienzo de la simulación es el coste variable de producción y emisiones debido al consumo de combustibles fósiles. A medida que se realizan inversiones en nueva generación renovable este coste es progresivamente sustituido hasta que al final de la simulación prácticamente la totalidad de los costes del sistema son debidos a la Operación y Mantenimiento del nuevo parque de generación renovable con coste variable nulo y carente de emisiones.
- Según los resultados, el coste total de este nuevo sistema renovable sería aproximadamente un 37% inferior (3.889 Millones del nuevo parque frente a 6.243 M€ obtenidos para 2018). Este resultado parece estar alineado con las conclusiones del informe de *ADEME* [85] que afirmaba que un sistema 100% renovable no sólo es técnicamente factible, sino que además su coste total es inferior al de un sistema basado en combustibles fósiles.

La suma de los costes anuales durante el periodo 2018-2050 es de 239.372 M€.

La conclusión de este análisis, siendo conscientes de las simplificaciones y las limitaciones del modelo empleado, muestra que, una vez superado el periodo de inversiones, los costes totales de un sistema eléctrico español 100% renovable estarían entre un 33 y un 37% por debajo de los costes de nuestro sistema actual. No obstante, es necesario ser prudente en la realización de esta clase de afirmaciones debido a que los resultados obtenidos dependen del modelo utilizado y pueden presentar discrepancias con los resultados de otros modelos que no partan de las mismas hipótesis empleadas en CEVESA.

6.1.2 VARIACIONES EN LOS COSTES RESPECTO AL CASO BASE RENOVABLE

Se presenta en esta sección el efecto de los diferentes escenarios sobre los costes obtenidos para el Caso Base Renovable, analizando por separado el impacto sobre los costes del parque de inversiones, sobre el parque inicial y finalmente sobre la suma de ambos, es decir, sobre los costes totales del sistema.

6.1.2.1 Efecto de los escenarios renovables sobre los costes del parque de inversiones

Para mayor claridad, no se incluye el desglose en costes O&M e inversiones mostrado en el Caso Base Renovable, sino que se incluyen únicamente los costes totales de las nuevas inversiones:

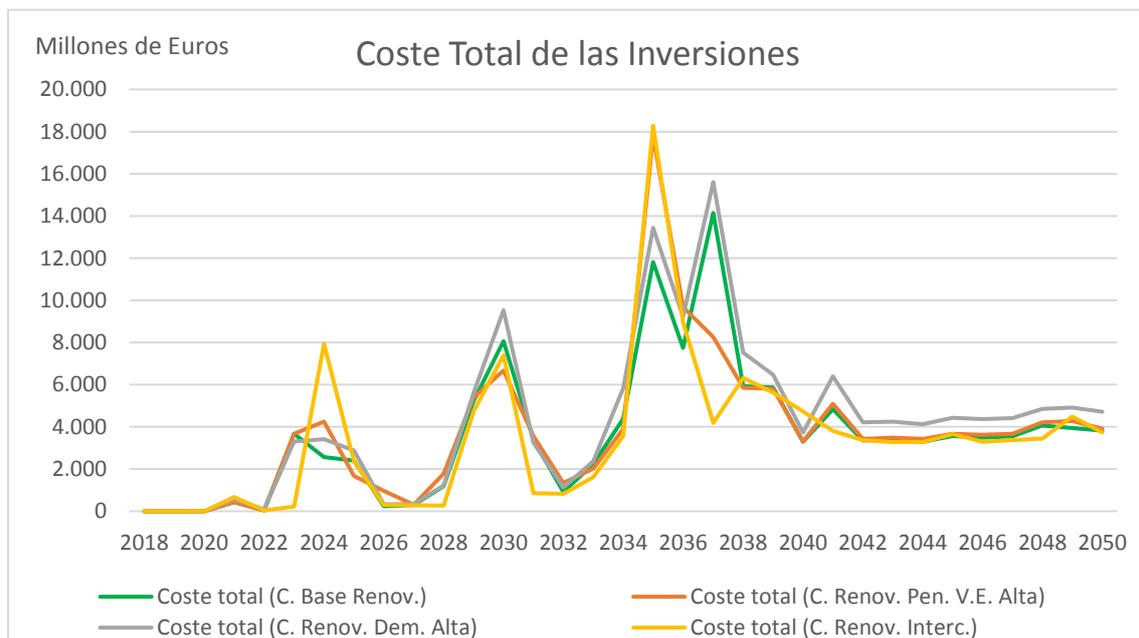


Figura 43: Costes Totales de la Nuevas Inversiones. Escenarios Renovables

Aquí, los resultados muestran diferencias notorias entre escenarios:

- El perfil de costes del Escenario de Demanda Alta sigue con notable exactitud el perfil del Caso Base Renovable, sólo que desplazado proporcionalmente

debido a unas mayores inversiones para cubrir una demanda también mayor. Esto indica que en el modelo CEVESA un aumento del crecimiento de la demanda modifica los niveles de costes pero no la forma del perfil de inversiones que se mantiene muy similar al del Caso Base Renovable.

- Por el contrario, en los resultados de los Escenarios de Intercambios y de Penetración Alta del Vehículo eléctrico aparecen diferencias en los perfiles de costes de inversión. Las inversiones en estos escenarios, especialmente en el de Intercambios, se realizan de manera más puntual, lo que lleva a la presencia de grandes picos de inversiones en los años 2030 y en 2035.

Estos picos de inversiones más acusados permiten la reducción de las inversiones en el resto de años, siendo especialmente notorio el hecho de que ambos perfiles carecen del pico de inversiones del año 2037, presente en los Escenarios Base Renovable y de Demanda Alta. La razón que explica este único pico puede apreciarse en la Figura 28, en la que se muestra como en 2035 el modelo considera óptimo reducir la producción de los ciclos combinados en los Escenarios de Penetración Alta y de Intercambios y sustituirlos por nueva capacidad de generación renovable. En 2037, son las producciones de los ciclos combinados de los Escenarios Base y Demanda Alta las que se reducen, dando lugar a inversiones en generación solar fotovoltaica y baterías que explican el segundo pico presente en sus curvas de costes.

Los costes de las nuevas inversiones en el año 2050 y la suma de los costes totales anuales de estas inversiones durante el periodo de simulación se presentan resumidos en la Tabla 32, que se comentará en la síntesis de resultados que se llevará a cabo en el Capítulo 7.

	Caso Base	Dem. Alta	Pen. V.E. Alta	Interc.
Coste Nuevas Inversiones 2050	100,00%	123,25%	102,33%	97,59%
Coste Nuevas Inversiones 2018-2050	100,00%	117,64%	103,60%	94,83%

Tabla 32: Comparativa Costes de las nuevas inversiones. Escenarios Renovables

6.1.2.2 Efecto de los escenarios renovables sobre los costes del Parque Inicial

Los costes del parque inicial presentan una variabilidad menor que los de las nuevas inversiones. Se presenta la Figura 44 que recoge la evolución de los costes totales (sin el desglose entre coste variable de producción, coste de emisiones y coste de arranques y paradas) del parque inicial para cada escenario renovable:

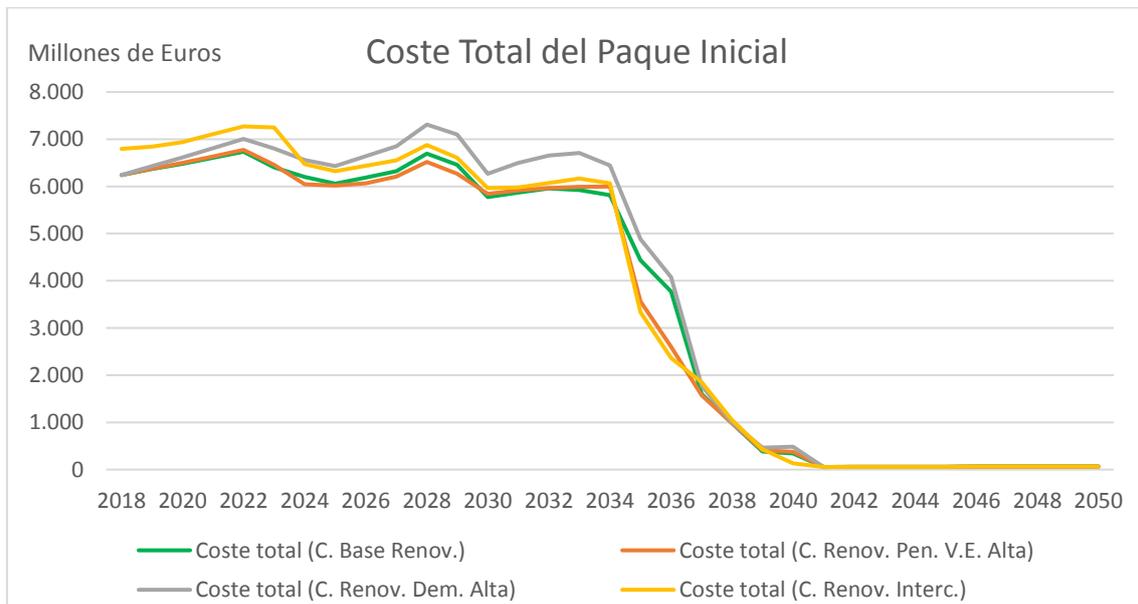


Figura 44: Costes totales del Parque Inicial. Escenarios Renovables

Esta figura puede explicarse a través de las producciones mostradas en la Figura 28 de las diferentes tecnologías que componen el parque inicial:

- En el Escenario de Intercambios, en los primeros años y debido a los precios de la energía más elevados en Portugal (mostrados en la Figura 30), España aumenta su producción de ciclos combinados para exportar energía a Portugal. Esto tiene como efecto que los costes del parque inicial sean superiores en este Escenario hasta que en 2024 Portugal empieza sus inversiones y sus precios vuelven a caer por debajo de los de España, que reduce la producción de ciclos combinados y pasa a importar energía.
- En el Escenario de Demanda Alta, la producción de las centrales de ciclo combinado es más elevada que en el Caso Base Renovable debido a que no se

cubre la totalidad del aumento de demanda sólo a través de la producción de las nuevas inversiones. Esto resulta en unos costes del parque inicial más elevados que los del Caso Base Renovable, pero manteniendo el mismo perfil.

Los costes del Parque Inicial obtenidos en estas simulaciones en el año 2050 y la suma de los costes anuales durante el periodo de estudio se recogen en la Tabla 33:

	Caso Base	Dem. Alta	Pen. V.E. Alta	Interc.
Coste Parque Inicial 2050	100%	100%	100%	100%
Coste Parque Inicial 2018-2050	100%	107%	98%	103%

Tabla 33: Comparativa Costes del Parque Inicial. Escenarios Renovables

Resulta especialmente destacable el Caso de las Interconexiones, con unos costes totales superiores debido a la mayor producción de los ciclos hasta 2030, motivado en un inicio por unos precios mayores en Portugal que impulsan la exportación, y después debido a una capacidad renovable instalada ligeramente inferior a la del Caso Base.

6.1.2.3 Efecto de los escenarios renovables sobre los costes totales del sistema

Sumando los costes de las inversiones a los del parque inicial obtenemos los costes totales del sistema para cada escenario:

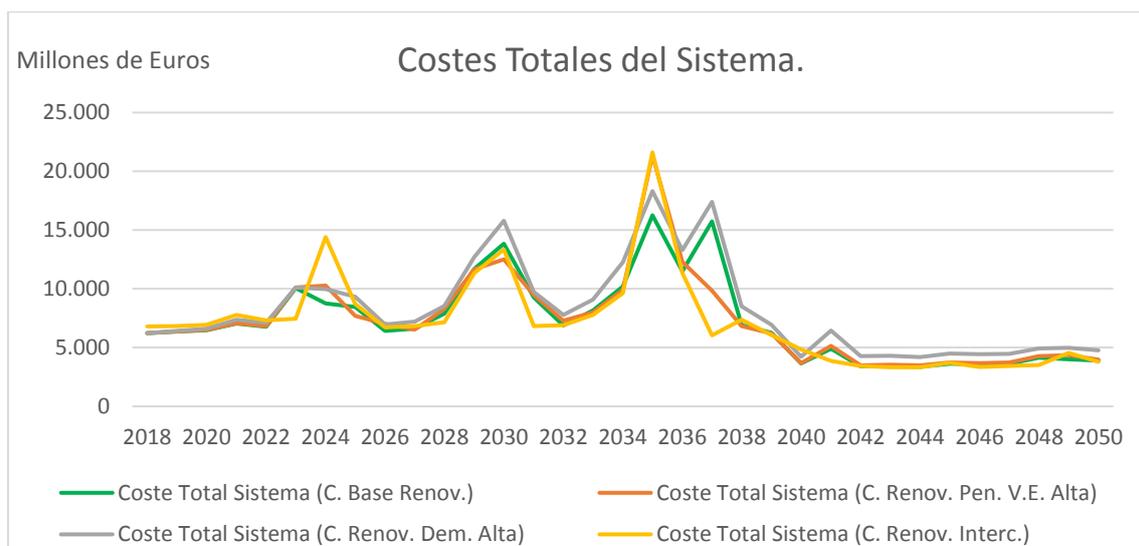


Figura 45: Costes totales anuales del Sistema. Escenarios Renovables.

Con el fin de cuantificar en términos económicos las diferencias entre los escenarios renovables, se realiza el siguiente resumen de los resultados obtenidos con el modelo:

- El coste total anual del sistema eléctrico español en 2050 para el Caso Base Renovable es de 3.889 M€, y los costes del sistema durante todo el periodo simulado (2018-2050) ascienden hasta los 239.372 M€.
- El Escenario de Demanda Alta presenta unos costes totales anuales en 2050 de 4.777 M€, un 22,8% superior al Caso Base Renovable. En el global de toda la transición, los costes son un 12,45% superiores a los del Caso Base Renovable, con la cifra de 269.178 M€.
- El Escenario de Penetración Alta del Vehículo Eléctrico presenta un aumento en los costes totales anuales en 2050 de un 2,29% (3.978 M€) respecto de los costes obtenidos para el Caso Base Renovable. La suma de los costes totales anuales durante el periodo 2018-2050 es un 0,87% superior a los costes del Caso Base Renovable.
- Finalmente, la utilización de las interconexiones permite reducir los costes anuales del sistema en 2050 un 2,35% (3.797 M€). Los costes durante toda la transición se reducen en apenas un 1,25% y se cifran en 236.369 M€.

	Caso Base	Dem. Alta	Pen. V.E. Alta	Interc.
Coste Total Sistema 2050	100,00%	122,84%	102,29%	97,63%
Coste Total Sistema 2018-2050	100,00%	112,45%	100,87%	98,75%

Tabla 34: Relación Costes totales de transición. Escenarios Renovables

6.2 ESCENARIOS CON INVERSIONES EN GENERACIÓN CONVENCIONAL

6.2.1 COSTES DEL CASO BASE CONVENCIONAL

Costes del parque de inversiones:

En este caso, los costes de las Nuevas Inversiones difieren notablemente de los vistos para el Caso Base Renovable, debido a la presencia de un coste variable de producción y emisiones asociado a la producción de los ciclos combinados que ahora forman parte de las nuevas inversiones.

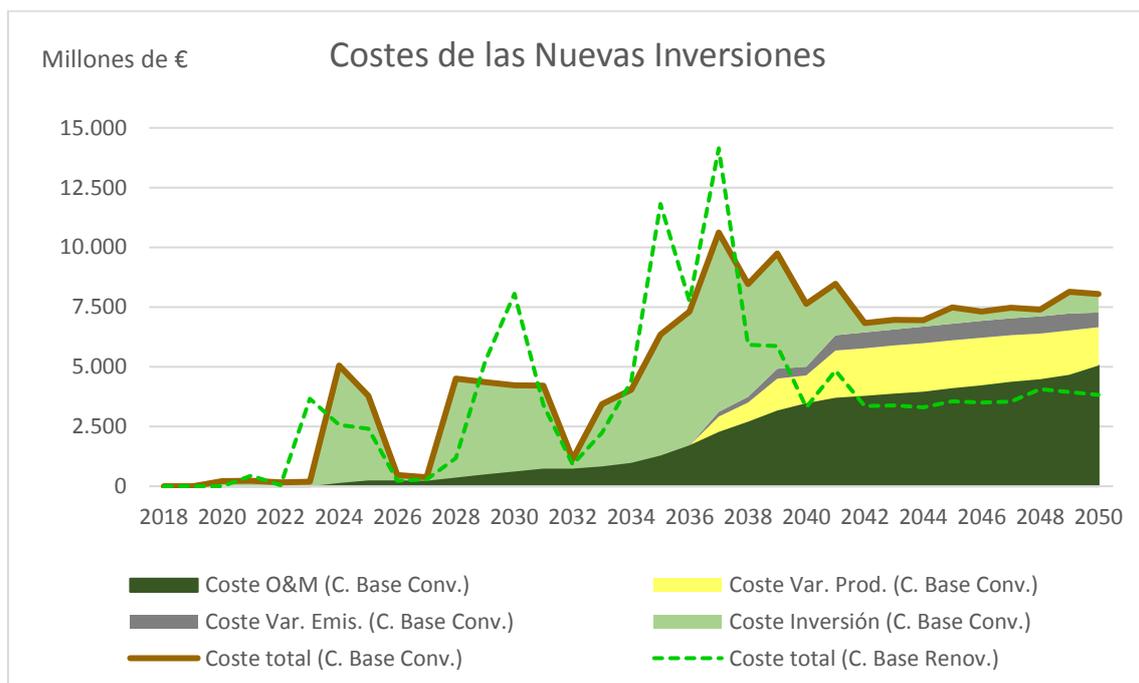


Figura 46: Costes de las Nuevas Inversiones en Escenario Base Convencional vs Base Renovable

Como ya dejaba adivinar el perfil de inversiones más distribuido en el tiempo visto en el Capítulo 5, estos resultados muestran que los costes de inversión de este Caso Base Convencional presentan una mayor distribución temporal que en el Caso Base Renovable. El pico de inversiones que antes se daba en 2030 debido al cierre de las centrales del parque de carbón ahora se convierte en una meseta de inversiones casi uniformes durante

los años 2028 a 2031, y el que se daba en 2037 debido al cierre de una parte importante de las centrales de ciclo combinado, es ahora un 24,5% menor que en el Caso Renovable y aparece repartido en los años siguientes debido a la restricción en la potencia máxima instalable anual.

Uno de los aspectos más destacables de los resultados de estas simulaciones es el efecto de la inversión en ciclos combinados sobre los costes de este parque. A pesar de que la potencia de ciclos combinados representa únicamente un 3,79% de la potencia total instalada en el parque de generación en 2050 y contribuyen con sólo un 8% de la producción total, los costes variables asociados al consumo de combustible y emisiones representan un 16,95% y 6,56% respectivamente sobre los costes totales en el año 2050, es decir, los ciclos combinados son responsables de más de un 23,51% de los costes totales anuales del nuevo parque de generación.

Comparando los costes de las Nuevas Inversiones entre Casos Base Renovable y Convencional tenemos:

	Caso Base Renovable	Caso Base Convencional
Coste Nuevas Inversiones 2050	100,00%	210,67%
Coste Nuevas Inversiones 2018-2050	100,00%	133,41%

Tabla 35: Comparación Costes Nuevas Inversiones: Caso Base Convencional vs Base Renovable

Costes del parque inicial:

Los resultados de los costes del parque inicial son mucho más parecidos a los obtenidos para el Caso Base Renovable. No obstante, conviene recalcar algunas diferencias que se pueden observar en la Figura 47:

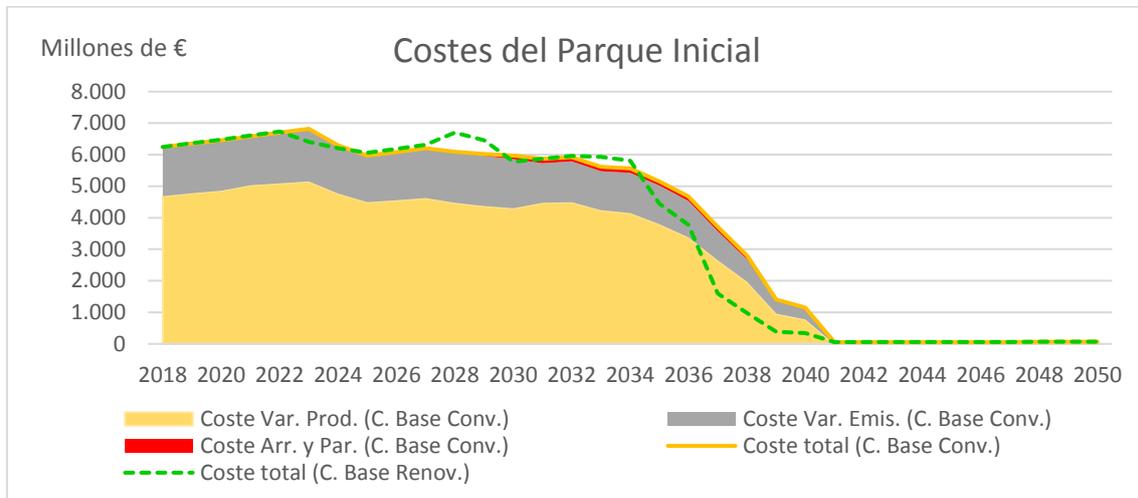


Figura 47: Costes del Parque Inicial en Escenario Base Convencional

Los resultados muestran que las diferencias en los costes del parque inicial no son particularmente notorias hasta el año 2035, si bien el perfil del Caso Base Convencional es más suave debido a unas inversiones más distribuidas en el tiempo que hacen que la disminución en la producción contaminante del parque inicial sea también más progresiva que en el Caso Base Renovable.

En el año 2035, debido a la restricción de potencia instalable impuesta en el modelo para los Escenarios Convencionales, no es posible cubrir el decremento de la producción nuclear únicamente a través de las nuevas inversiones sino que es necesario aumentar la producción de los ciclos combinados del parque inicial, lo cual explica que los costes de este parque inicial sean más elevados en el Caso Base Convencional que en el Caso Base Renovable. El mismo fenómeno se puede apreciar en 2037 cuando cierra una parte significativa de las centrales que componen el parque inicial de ciclos combinados.

Los costes del parque inicial en este Caso Base Convencional guardan la relación que se muestra en la Tabla 36 con los costes obtenidos para el Caso Base Renovable:

	Caso Base Renovable	Caso Base Convencional
Coste Parque Inicial 2050	100%	100%
Coste Parque Inicial 2018-2050	100%	105%

Tabla 36: Comparativa Costes Parque Inicial: Caso Base Convencional vs Base Renovable

Costes del sistema:

La Figura 48, una de las más representativas de este trabajo, muestra el desglose de los costes totales del sistema en el Caso Base Convencional, al que se ha superpuesto para facilitar la comparativa, los costes totales del Caso Base Renovable.

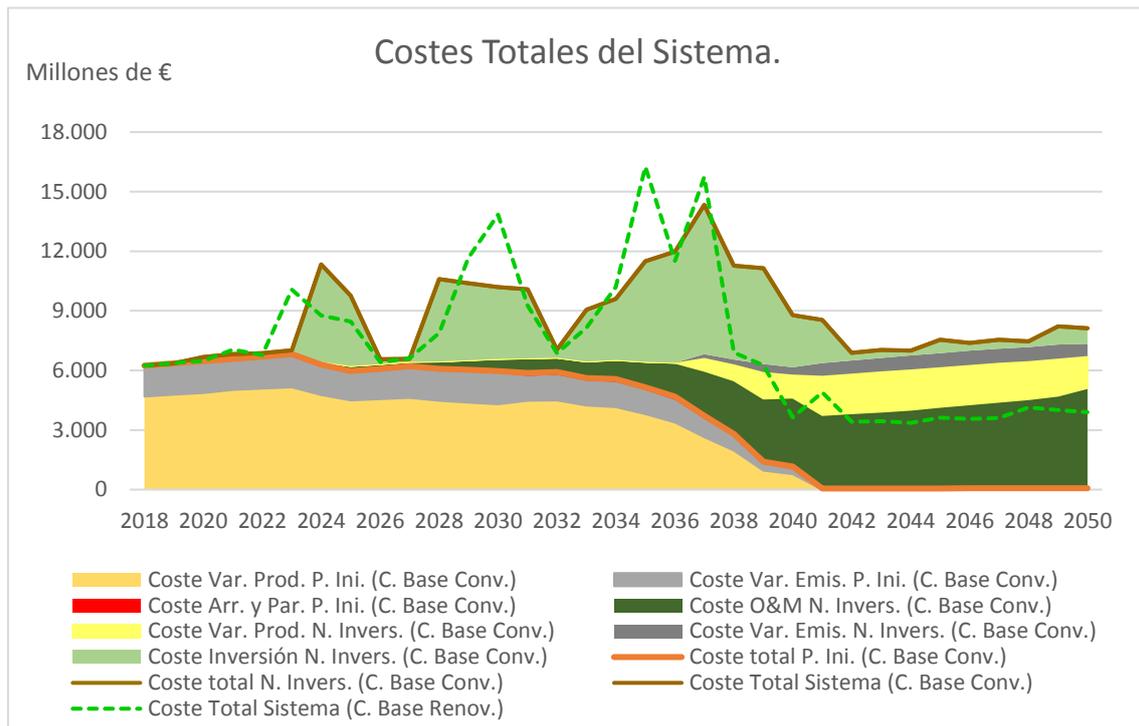


Figura 48: Costes Totales del Caso Base Convencional vs Caso Base Renovable

Lo más destacable de esta Figura 48, es que muestra la evolución de los costes de un sistema que al inicio de la simulación es fundamentalmente convencional, hasta llegar a un sistema prácticamente renovable en 2050. Sin embargo, a pesar de que el parque de generación en este Caso Base Convencional es fundamentalmente renovable (3,79% de potencia de ciclos combinados sobre el parque total), existe un coste importante asociado a la producción de estos ciclos combinados del nuevo parque de inversiones.

De la comparativa entre los costes totales obtenidos para ambos Casos Base también han de destacarse los siguientes aspectos:

- Los resultados obtenidos para el Caso Base Convencional se asemejarían más a un perfil real de costes debido a la mayor distribución de las inversiones durante el periodo de simulación ocasionada por la restricción en la potencia anual instalable.
- Con el fin de dotar al Escenario Base Renovable de un mayor realismo, se probó a incluir la misma restricción de potencia máxima instalable anual por tecnología. El modelo resultó infactible debido a que no era posible cubrir la demanda del sistema ni siquiera a través de la instalación de los máximos niveles de capacidad solar fotovoltaica, eólica y de baterías.
- Los resultados del modelo (teniendo en cuenta todas las hipótesis realizadas y sus limitaciones) muestran que, una vez se produce el cierre de la última central del parque inicial (2040), los costes de un sistema puramente renovable serían considerablemente inferiores a los de un sistema que incorpora tecnologías convencionales. La inversión en ciclos combinados, y el consiguiente coste variable producción y emisiones, llevan a un sistema con unos costes totales anuales de 8.118 M€ en 2050, más del doble de los costes totales anuales obtenidos para el Caso Base Renovable.

La comparación cuantitativa de los resultados de costes obtenidos para este Caso Base Convencional respecto del Caso Base Renovable aparece recogida en la Tabla 37.

	Caso Base Renovable	Caso Base Convencional
Coste Total Sistema 2050	100%	208,7%
Coste Total Sistema 2018-2050	100%	119,4%

Tabla 37: Comparativa de los Costes Totales del Sistema. Caso Base Convencional vs Base Renovable

6.2.2 VARIACIONES RESPECTO AL CASO BASE CONVENCIONAL

A continuación, se incluye la comparativa de costes entre los resultados del Caso Base Convencional y los que se obtienen simulando los Escenarios Convencionales de Demanda Alta y de Interconexiones Activas.

6.2.2.1 Efecto sobre los costes de las Nuevas Inversiones

El análisis de los costes obtenidos para los casos convencionales es de mayor complejidad que para los Casos Renovables, ya que ahora entran en juego los costes variables de producción y de emisiones de los ciclos combinados de las nuevas inversiones. Se desglosan el coste del parque de inversiones en los 4 costes que lo componen, coste de inversión, coste de O&M, coste variable y coste de emisiones:

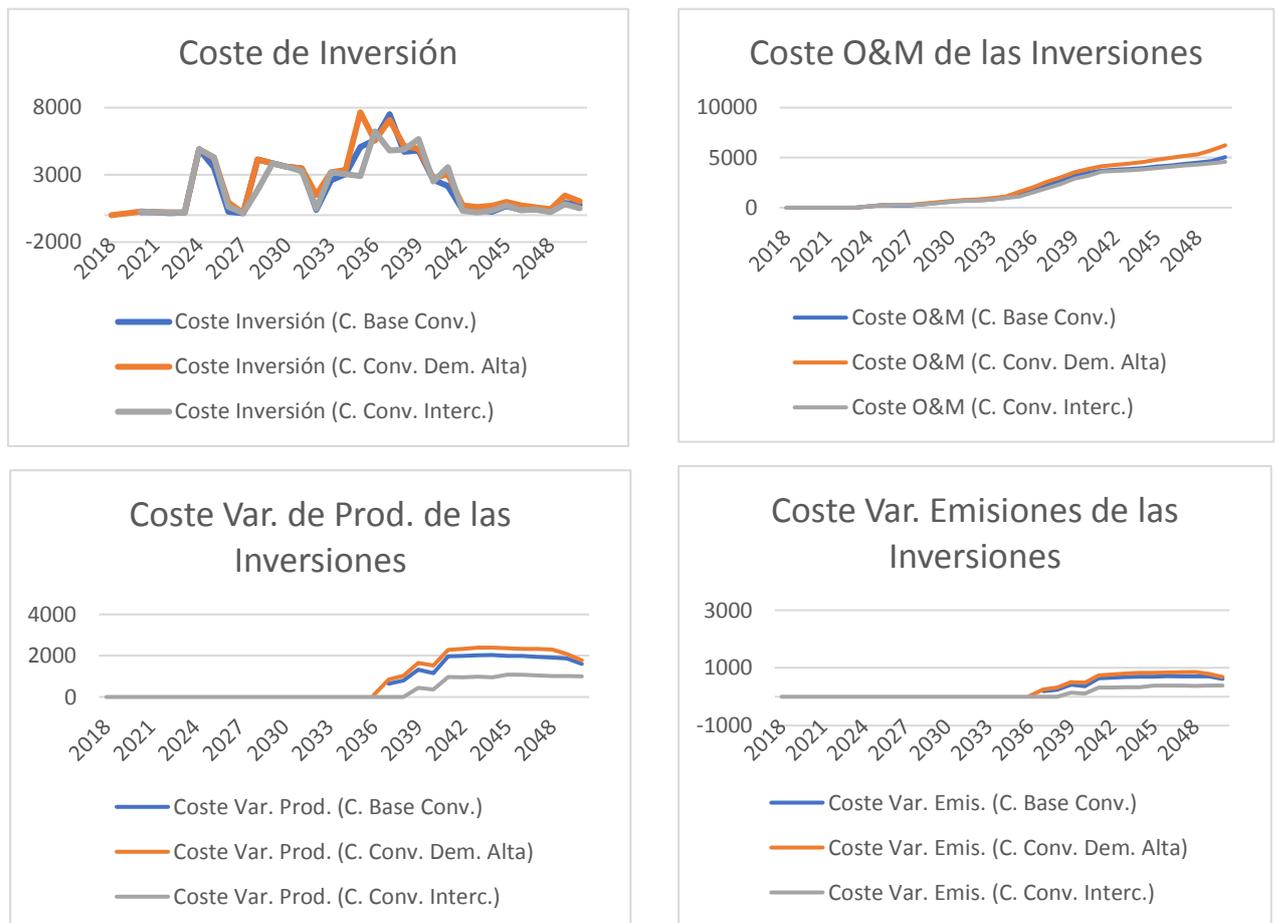


Figura 49: Costes Desglosados de las Nuevas Inversiones Escenarios Convencionales

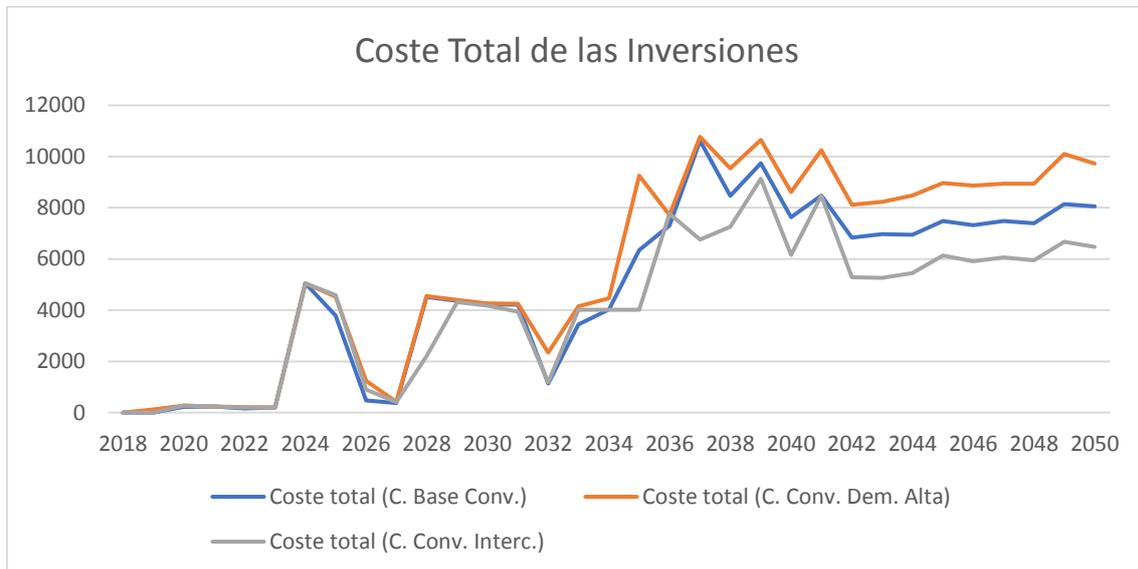


Figura 50: Costes Totales de las Nuevas Inversiones. Escenarios Convencionales

Según los resultados obtenidos, el escenario que presenta los costes más bajos es el Escenario de Interconexiones debido a los siguientes factores:

- Menor capacidad total instalada (139,6 GW frente a 149,4 GW del Caso Base Convencional y 171,5 GW del Escenario de Demanda Alta) lo cual equivale a unos menores costes de inversión.
- Mayor porcentaje de capacidad solar instalada, con unos costes menores de inversión que la eólica, es decir, se tiene una menor capacidad instalada y ésta es más barata.
- Las interconexiones permiten una menor instalación de la tecnología más cara, es decir, los ciclos combinados. La menor instalación y producción de las nuevas centrales de ciclo combinado repercute positivamente en unos menores costes variables de producción y de emisiones, como puede apreciarse en las dos gráficas inferiores de la Figura 49.

La combinación de estos tres factores hace que los costes obtenidos para las nuevas inversiones en el Escenario de Intercambios sean un 19,5% menores en el año 2050 respecto del Caso Base Convencional. Según el modelo CEVESA, las interconexiones

con Portugal derivarían en un ahorro total (suma de los costes de las inversiones durante el periodo 2018-2050) de 23.194 M€, que representan una reducción de un 14,35% respecto de los costes totales de inversiones obtenidos para el Caso Base Convencional.

En el Escenario de Demanda Alta se aprecian estas mismas tendencias, pero a la inversa. La Figura 36 mostraba una mayor capacidad instalada de ciclos combinados y de eólica en este escenario, que presentan mayores costes de inversión y de O&M que la tecnología solar fotovoltaica. Este hecho, unido a una mayor producción por parte de estos ciclos combinados (que eleva los costes variables de producción y de emisiones, como se puede apreciar en la Figura 49) hace que los costes de las inversiones en este Escenario sean considerablemente más elevados que en el resto de Escenarios. Los costes del parque de inversiones serían aquí un 20,86% superiores a los costes del Caso Base Convencional en el año 2050. El cómputo global de los costes del parque de inversiones durante toda la transición arroja un coste un 16,23% superior a los costes del Caso Base Convencional.

	Caso Base Convencional	Dem. Alta	Interc.
Coste Nuevas Inversiones 2050	100,00%	120,86%	80,45%
Coste Nuevas Inversiones 2018-2050	100,00%	116,23%	85,65%

Tabla 38: Comparativa Costes Nuevas Inversiones. Escenarios Convencionales

6.2.2.2 Efecto sobre los costes del Parque Inicial.

Los costes del parque inicial presentan menores discrepancias entre escenarios, al igual que sucedía en los casos renovables. Por motivos de simplificación, se presentan únicamente los costes totales del parque inicial para los 3 escenarios:

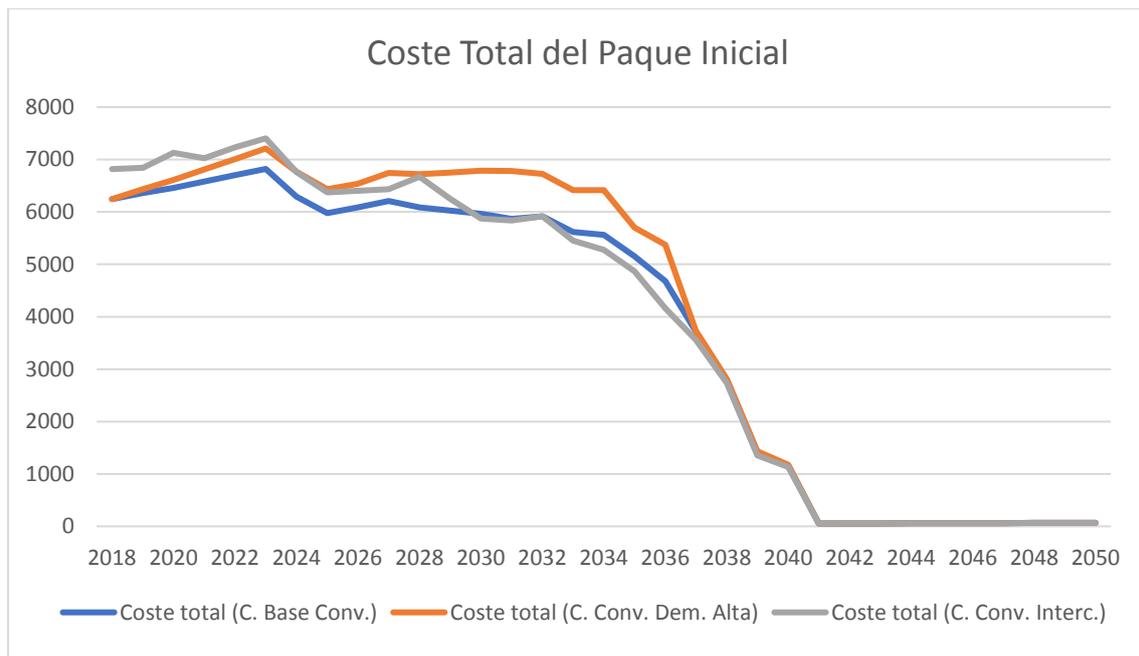


Figura 51: Costes totales del parque inicial. Escenarios Convencionales

Las diferencias de costes obtenidas en estas simulaciones pueden ser explicadas tomando los perfiles de producción de los ciclos combinados comentados en la Figura 37 del Capítulo 5 ya que la producción de las centrales de carbón es prácticamente idéntica en los 3 escenarios.

En el Escenario de Interconexiones puede observarse como los costes aumentan sensiblemente durante los primeros años debido al aumento de la producción de los ciclos combinados para exportar a Portugal. En 2024, España recupera su posición habitual de importadora de energía y reduce la producción de estos ciclos combinados, haciendo que los costes caigan por debajo de los del Escenario de Demanda Alta. En 2030, con la extensión de la capacidad de las interconexiones, resulta económicamente rentable aumentar las importaciones de Portugal y reducir nuevamente la producción de los ciclos

combinados, haciendo que los costes del parque inicial de este Escenario de Interconexiones caigan por debajo de los costes del Escenario Base Convencional.

El resumen de costes del parque inicial obtenidos tras las simulaciones de los escenarios convencionales se muestra en la Tabla 39 y se hará referencia a ella en el Capítulo 7 Capítulo 7. cuando se realice la síntesis de resultados:

	Caso Base Convencional	Dem. Alta	Interc.
Coste Parque Inicial 2050	100%	100%	100%
Coste Parque Inicial 2018-2050	100%	108%	103%

Tabla 39: Comparativa de Costes del Parque Inicial. Escenarios Convencionales

6.2.2.3 Efecto de los escenarios convencionales sobre los costes totales del sistema

Finalmente se realiza la suma de los costes obtenidos de las nuevas inversiones y del parque inicial, dando lugar a la Figura 52 con los costes totales del sistema de generación eléctrico español en los 3 escenarios convencionales:

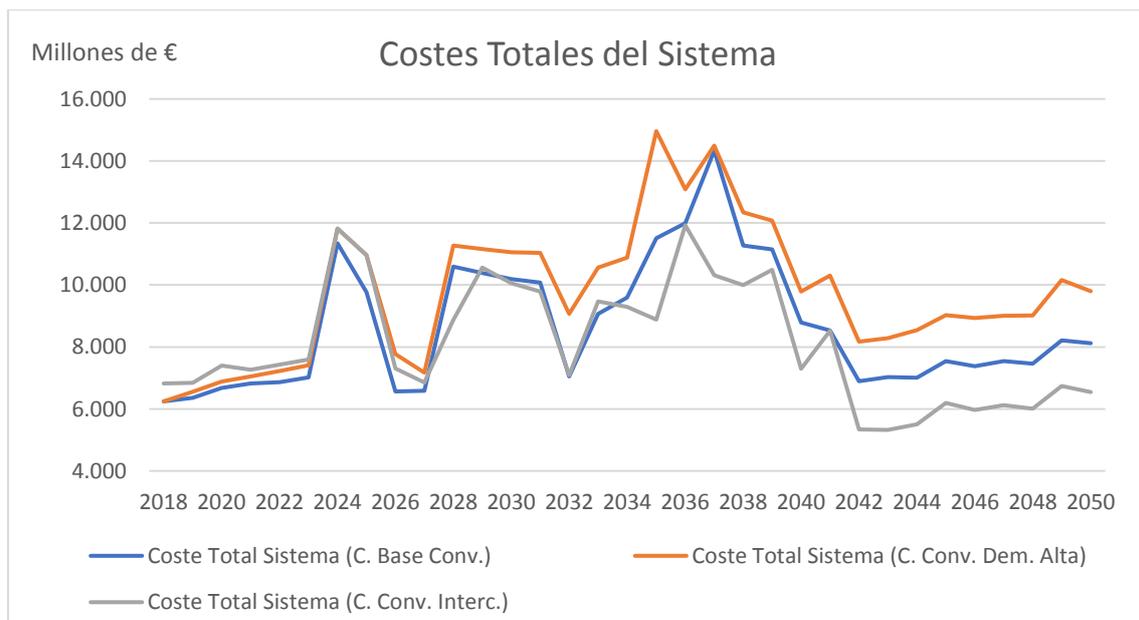


Figura 52: Costes totales del Sistema. Escenarios Convencionales

Las conclusiones extraídas en los dos subapartados anteriores explican las diferencias entre los costes totales que se sintetizan en la Tabla 40:

	Caso Base Convencional	Dem. Alta	Interc.
Coste Total Sistema 2050	100,00%	120,68%	80,61%
Coste Total Sistema 2018-2050	100,00%	112,65%	93,23%

Tabla 40: Comparativa Costes Totales del Sistema. Escenarios Convencionales

Con este último análisis de los resultados obtenidos a través de la simulación de los escenarios convencionales quedaría finalizado este Capítulo 6. No obstante, debido a la gran cantidad de información presentada a lo largo de estos dos últimos Capítulos, se dedicará la primera sección del Capítulo 7. a realizar una síntesis de los resultados aquí expuestos.

Capítulo 7. SÍNTESIS DE RESULTADOS Y

CONCLUSIONES

En este Capítulo final se pretende, en primer lugar, sintetizar los resultados vistos en los Capítulos 5 y 6, de tal forma que estos sean fácilmente comparables y sirva de soporte para ilustrar las principales conclusiones que se extraen de este trabajo, que serán recogidas en la siguiente sección.

Una vez expuestas las conclusiones, se enumerarán las líneas de trabajo futuras que surgen a raíz del desarrollo de este Proyecto y que se consideran de interés para completar la información que se incluye en esta memoria.

7.1 SÍNTESIS DE LOS RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS

Con el objetivo de resumir los aspectos tratados en los Capítulos 5 y 6 de *Análisis de Resultados*, se presentan a continuación y de manera condensada en forma de tablas los principales hallazgos de este Trabajo de Fin de Máster.

7.1.1 SÍNTESIS DE LOS RESULTADOS TÉCNICOS

Teniendo en cuenta que el objetivo principal de este Trabajo es el estudio de diferentes sendas de transición hasta 2050, es necesario ofrecer una visión clara de cómo se produce esta transición en los diferentes escenarios simulados.

Para ello, se han elaborado las siguientes tablas con el estado del parque de generación español en 2030 y en 2050 para cada escenario. Los resultados de 2030 serán comparados con los estimados por el PNIEC para observar similitudes y posibles discrepancias.

7.1.1.1 Síntesis de los resultados Técnicos. Escenarios Renovables.

Parque de Generación en 2030 y 2050 en España.

Parque de Generación España (MW)	PNIEC Objetivo	Base Renovable		Renov. Demanda Alta		Renov. Pen. V.E. Alta		Renov. Interc. Activas	
		2030	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030
Eólica	50.333	23.545	23.545	23.545	23.545	23.545	23.545	23.545	23.545
% sobre parque total	31,3%	18,1%	9,4%	17,4%	8,0%	18,0%	9,3%	18,2%	10,0%
Solar PV	39.181	41.153	148.637	45.553	180.881	41.630	153.992	40.552	143.824
% sobre parque total	24,4%	31,6%	59,4%	33,6%	61,6%	31,9%	60,8%	31,4%	61,0%
Solar Térmica	7.303	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304
% sobre parque total	4,5%	1,8%	0,9%	1,7%	0,8%	1,8%	0,9%	1,8%	1,0%
Hidráulica Conv. Y Mixta	17.296	17.085	17.085	17.085	17.085	17.085	17.085	17.085	17.085
% sobre parque total	10,8%	13,1%	6,8%	12,6%	5,8%	13,1%	6,7%	13,2%	7,2%
Bombeo	6.837	3.321	3.321	3.321	3.321	3.321	3.321	3.321	3.321
% sobre parque total	4,3%	2,6%	1,3%	2,4%	1,1%	2,5%	1,3%	2,6%	1,4%
Biomasa, Geotermia y otras	2.070	1.527	1.527	1.527	1.527	1.527	1.527	1.527	1.527
% sobre parque total	1,3%	1,2%	0,6%	1,1%	0,5%	1,2%	0,6%	1,2%	0,6%
Carbón	-	562	-	562	-	562	-	562	-
% sobre parque total	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ciclos Combinados	26.612	24.994	-	24.945	-	24.994	-	24.994	-
% sobre parque total	16,5%	19,2%	0,0%	18,4%	0,0%	19,1%	0,0%	19,4%	0,0%
Cogeneración	3.670	5.727	5.727	5.727	5.727	5.727	5.727	5.727	5.727
% sobre parque total	2,3%	4,4%	2,3%	4,2%	2,0%	4,4%	2,3%	4,4%	2,4%
Fuel Gas	1.854	-	-	-	-	-	-	-	-
% sobre parque total	1,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Nuclear	3.181	7.572	-	7.572	-	7.572	-	7.572	-
% sobre parque total	2,0%	5,8%	0,0%	5,6%	0,0%	5,8%	0,0%	5,9%	0,0%
Almacenamiento	2.500	2.395	48.052	3.416	59.234	2.435	45.683	1.902	38.626
% sobre parque total	1,6%	1,8%	19,2%	2,5%	20,2%	1,9%	18,0%	1,5%	16,4%
Total	160.837	130.185	250.198	135.557	293.624	130.702	253.184	129.091	235.959

Tabla 41: Parque de Generación en 2030 y 2050 en España. Escenarios Renovables.

Producción por Tecnologías en 2030 y 2050 en España.

Producción Parque Español (GWh)	PNIEC Objetivo	Base Renovable		Renov. Demanda Alta		Renov. Pen. V.E. Alta		Renov. Interc. Activas	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Eólica	109.464	23.551	23.511	23.551	23.511	23.551	23.511	23.511	23.511
% sobre prod. total	36,6%	8,0%	7,0%	7,5%	6,1%	7,9%	6,8%	8,2%	7,1%
Solar PV	65.180	82.530	272.415	89.659	331.732	84.036	282.266	73.588	263.563
% sobre prod. total	22%	28%	81%	29%	85%	28%	82%	26%	80%
Solar Térmica	19.785	4.707	4.707	4.707	4.707	4.707	4.707	4.707	4.707
% sobre prod. total	6,6%	1,6%	1,4%	1,5%	1,2%	1,6%	1,4%	1,6%	1,4%
Hidráulica Conv. Y Mixta	32.376	23.675	23.675	23.675	23.675	23.675	23.675	23.675	23.675
% sobre prod. total	10,8%	8,1%	7,0%	7,6%	6,1%	8,0%	6,8%	8,3%	7,2%
Bombeo	3.296	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530
% sobre prod. total	1,1%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,5%	0,4%	0,5%	0,5%
Biomasa, Geotermia y otras	12.088	6.632	6.632	6.632	6.632	6.632	6.632	6.632	6.632
% sobre prod. total	4,0%	2,3%	2,0%	2,1%	1,7%	2,2%	1,9%	2,3%	2,0%
Carbón	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% sobre prod. total	0,0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ciclos Combinados	27.617	98.009	-	109.184	-	99.498	-	99.591	-
% sobre prod. total	9,2%	33,3%	0,0%	35,0%	0,0%	33,5%	0,0%	34,7%	0,0%
Cogeneración	18.399	28.478	28.478	28.478	28.478	28.478	28.478	28.478	28.478
% sobre prod. total	6,2%	9,7%	8,5%	9,1%	7,3%	9,6%	8,2%	9,9%	8,6%
Nuclear	22.034	27.266	-	27.266	-	27.266	-	27.266	-
% sobre prod. total	7,4%	9,3%	0,0%	8,7%	0,0%	9,2%	0,0%	9,5%	0,0%
Almacenamiento	13.782	3.838	99.247	4.617	123.653	3.693	98.729	3.401	86.417
% sobre prod. total	4,6%	1,3%	29,5%	1,5%	31,8%	1,2%	28,5%	1,2%	26,2%
Consumo Almacen. Y Bombes	(22.042)	(6.276)	(124.065)	(7.238)	(154.221)	(6.098)	(123.426)	(5.737)	(108.225)
% sobre prod. total	-7,4%	-2,1%	-36,9%	-2,3%	-39,7%	-2,1%	-35,7%	-2,0%	-32,8%
Vertidos	(13.776)	-	(237)	-	(1.108)	-	-	-	-
% sobre prod. total	-4,6%	0,0%	-0,1%	0,0%	-0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	288.203	293.940	335.893	312.061	388.589	296.968	346.102	286.642	330.288

Tabla 42 Producción por Tecnologías 2030 y 2050 en España. Escenarios Renovables

Emisiones totales y Precios de la Electricidad en 2030 y 2050 en España.

Emisiones totales y Precio de la Elec.	PNIEC Objetivo 2030	Base Renovable		Renov. Demanda Alta		Renov. Pen. V.E. Alta		Renov. Interc. Activas	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Emisiones (miles Ton CO ₂)	17.876	45.737	1.371	49.256	1.371	47.058	1.371	47.395	1.371
% sobre PNIEC	100,0%	255,9%	7,7%	275,5%	7,7%	263,2%	7,7%	265,1%	7,7%
Precio (€/MWh)	53,20	51,38	41,40	51,35	41,38	51,37	41,36	51,31	41,37
% sobre PNIEC	100,0%	96,6%	77,8%	96,5%	77,8%	96,6%	77,7%	96,4%	77,8%

Tabla 43 Emisiones totales del Parque de Generación y Precios de la Energía en 2030 y 2050 en España.

Escenarios Renovables

7.1.1.2 Síntesis de los resultados Técnicos. Escenarios Convencionales.

Parque de Generación en 2030 y 2050 en España.

Parque de Generación España (MW)	PNIEC Objetivo	Base Convencional		Conv. Demanda Alta		Conv. Interc. Activas	
	2030	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Eólica	50.333	23.545	71.395	23.545	86.773	23.545	63.712
% sobre parque total	31,3%	18,1%	35,6%	17,7%	38,5%	18,3%	35,1%
Solar PV	39.181	37.065	79.596	39.668	86.952	35.610	83.658
% sobre parque total	24,4%	28,5%	39,7%	29,8%	38,5%	27,7%	46,1%
Solar Térmica	7.303	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304
% sobre parque total	4,5%	1,8%	1,1%	1,7%	1,0%	1,8%	1,3%
Hidráulica Conv. Y Mixta	17.296	17.085	17.085	17.085	17.085	17.085	17.085
% sobre parque total	10,8%	13,1%	8,5%	12,8%	7,6%	13,3%	9,4%
Bombeo	6.837	3.321	3.321	3.321	3.321	3.321	3.321
% sobre parque total	4,3%	2,6%	1,7%	2,5%	1,5%	2,6%	1,8%
Biomasa, Geotermia y otras	2.070	1.527	1.527	1.527	1.527	1.527	1.527
% sobre parque total	1,3%	1,2%	0,8%	1,1%	0,7%	1,2%	0,8%
Carbón	-	562	-	562	-	562	-
% sobre parque total	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ciclos Combinados	26.612	24.945	7.637	24.945	9.955	24.945	4.321
% sobre parque total	16,5%	19,2%	3,8%	18,7%	4,4%	19,4%	2,4%
Cogeneración	3.670	5.727	5.727	5.727	5.727	5.727	5.727
% sobre parque total	2,3%	4,4%	2,9%	4,3%	2,5%	4,4%	3,2%
Fuel Gas	1.854	-	-	-	-	-	-
% sobre parque total	1,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Nuclear	3.181	7.572	-	7.572	-	7.572	-
% sobre parque total	2,0%	5,8%	0,0%	5,7%	0,0%	5,9%	0,0%
Almacenamiento	2.500	6.354	12.000	6.835	12.000	6.557	12
% sobre parque total	1,6%	4,9%	6,0%	5,1%	5,3%	5,1%	0,0%
Total	160.837	130.007	200.592	133.091	225.644	128.755	181.667

Tabla 44: Parque de Generación en 2030 y 2050 en España. Escenarios Convencionales.

Producción por Tecnologías en 2030 y 2050 en España.

Producción Parque Español (GWh)	PNIEC Objetivo	Base Convencional		Conv. Demanda Alta		Conv. Interc. Activas	
	2030	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Eólica	109.464	23.551	119.129	23.551	155.430	23.511	104.265
% sobre prod. total	36,6%	8,0%	35,5%	7,5%	40,0%	8,2%	32,2%
Solar PV	65.180	81.143	139.722	83.919	158.131	75.689	147.785
% sobre prod. total	22%	28%	42%	27%	41%	26%	46%
Solar Térmica	19.785	4.707	4.707	4.707	4.707	4.707	4.707
% sobre prod. total	6,6%	1,6%	1,4%	1,5%	1,2%	1,6%	1,5%
Hidráulica Conv. Y Mixta	32.376	23.675	23.675	23.675	23.675	23.675	23.675
% sobre prod. total	10,8%	8,1%	7,0%	7,6%	6,1%	8,3%	7,3%
Bombeo	3.296	1.530	1.530	1.493	1.530	1.530	1.530
% sobre prod. total	1,1%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,5%	0,5%
Biomasa, Geotermia y otras	12.088	6.632	6.632	6.632	6.632	6.632	6.632
% sobre prod. total	4,0%	2,3%	2,0%	2,1%	1,7%	2,3%	2,1%
Carbón	-	-	-	-	-	-	-
% sobre prod. total	0,0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ciclos Combinados	27.617	99.246	26.633	114.431	30.691	97.216	16.240
% sobre prod. total	9,2%	33,8%	7,9%	36,7%	7,9%	33,9%	5,0%
Cogeneración	18.399	28.478	28.478	28.478	28.478	28.478	28.478
% sobre prod. total	6,2%	9,7%	8,5%	9,1%	7,3%	9,9%	8,8%
Nuclear	22.034	27.266	-	27.266	-	27.266	-
% sobre prod. total	7,4%	9,3%	0,0%	8,7%	0,0%	9,5%	0,0%
Almacenamiento	13.782	3.196	25.611	2.579	25.903	2.411	29.237
% sobre prod. total	4,6%	1,1%	7,6%	0,8%	6,7%	0,8%	9,0%
Consumo Almacen. Y Bombeos	(22.042)	(5.484)	(33.157)	(4.670)	(33.517)	(4.494)	(37.633)
% sobre prod. total	-7,4%	-1,9%	-9,9%	-1,5%	-8,6%	-1,6%	-11,6%
Vertidos	(13.776)	-	(7.067)	-	(13.071)	-	(1.440)
% sobre prod. total	-4,6%	0,0%	-2,1%	0,0%	-3,4%	0,0%	-0,4%
Total	288.203	293.940	335.893	312.061	388.589	286.621	323.477

Tabla 45: Producción por Tecnologías 2030 y 2050 en España. Escenarios Convencionales

Emisiones totales y Precios de la Electricidad en 2030 y 2050 en España.

Emisiones totales y Precio de la Elec. 2030	PNIEC Objetivo 2030	Base Convencional		Conv. Demanda Alta		Conv. Interc. Activas	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050
Emisiones (miles Ton CO ₂)	17.876	50.159	13.749	56.728	15.092	47.421	9.148
% sobre PNIEC	100,0%	280,6%	76,9%	317,3%	84,4%	265,3%	51,2%
Precio (€/MWh)	53,20	52,53	55,19	52,59	54,75	51,72	53,06
% sobre PNIEC	100,0%	98,7%	103,7%	98,9%	102,9%	97,2%	99,7%

Tabla 46: Emisiones totales y Precio de la Electricidad 2030 y 2050 en España. Escenarios Convencionales

7.1.2 SÍNTESIS DE LOS RESULTADOS ECONÓMICOS

Aparecen resumidos en la Tabla 47 y en la Tabla 48 los resultados de los costes anuales del sistema de generación español en 2050 para los diferentes escenarios simulados.

Costes Generación Escenarios Renovables 2050 (M€)	Base Renovable	Renov. Demanda Alta	Renov. Pen. V.E. Alta	Renov. Interc. Activas
Costes Nuevas Inversiones:	3.821,53	4.709,88	3.910,43	3.729,53
Coste de O&M	3.552,92	4.321,78	3.680,61	3.438,17
Coste Var. De Producción	-	-	-	-
Coste Var. De Emisiones	-	-	-	-
Coste de Capital de Inversión	268,61	388,10	229,82	291,36
% Total Inversiones Sobre Base Renovable	100,00%	123,25%	102,33%	97,59%
Costes Parque Inicial:	67,92	67,92	67,92	67,92
Coste Asociado a Provisión Reserva	67,92	67,92	67,92	67,92
% Total Parque Inicial Sobre Base Renovable	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Coste Total Sistema	3.889,45	4.777,80	3.978,35	3.797,45
% Sobre Caso Base Renovable	100,00%	122,84%	102,29%	97,63%

Tabla 47: Costes de Generación del Sistema Eléctrico Español en 2050. Escenarios Renovables

Costes Generación Escenarios Convencionales 2050 (M€)	Base Convencional	Conv. Demanda Alta	Conv. Interc. Activas
Costes Nuevas Inversiones	8.050,76	9.729,80	6.476,60
Coste de O&M	5.055,00	6.235,49	4.582,45
Coste Var. De Producción	1.599,36	1.772,94	1.004,89
Coste Var. De Emisiones	618,87	686,04	388,84
Coste de Capital de Inversión	777,54	1.035,33	500,43
% Total Inversiones Sobre Base Conv.	100,00%	120,86%	80,45%
Costes Parque Inicial	67,92	67,92	67,92
Coste Asociado a Provisión Reservas	67,92	67,92	67,92
% Total Parque Inicial Sobre Base Conv.	100,00%	100,00%	100,00%
Coste Total Sistema	8.118,68	9.797,72	6.544,52
% Sobre Caso Base Conv.	100,00%	120,68%	80,61%

Tabla 48: Costes de Generación del Sistema Eléctrico Español en 2050. Escenarios Convencionales

Se considera ilustrativo también mostrar la suma de todos los costes anuales (costes de transición 2018-2050) para todos los escenarios simulados.

Costes Transición Escenarios Renovables 2018-2050 (M€)	Base Renov.	Renov. Demanda Alta	Renov. Pen. V.E. Alta	Renov. Interc. Activas
Costes Nuevas Inversiones	121.154,00	142.525,60	125.516,86	114.887,07
Coste de O&M	51.229,90	59.996,59	53.097,34	48.799,58
Coste Var. De Producción	-	-	-	-
Coste Var. De Emisiones	-	-	-	-
Coste de Capital de Inversión	69.924,10	82.529,01	72.419,52	66.087,49
% Total Inv. Sobre Base Renov.	100,00%	117,64%	103,60%	94,83%
Costes Parque Inicial	118.218,18	126.652,56	115.928,80	121.482,43
Coste Var. De Producción	87.904,08	94.348,52	86.250,59	90.518,70
Coste Var. De Emisiones	29.293,39	31.151,29	28.821,85	29.920,78
Coste de Arr. y Par.	1.020,70	1.152,75	856,35	1.042,94
% Total P. Inicial Sobre Base Renov.	100,00%	107,13%	98,06%	102,76%
Coste Total Sistema	239.372,17	269.178,16	241.445,66	236.369,49
% Sobre Caso Base Renov.	100,00%	112,45%	100,87%	98,75%

Tabla 49: Costes Totales de Transición. Escenarios Renovables

Costes Transición Escenarios Convencionales 2018-2050 (M€)	Base Conv.	Conv. Demanda Alta	Conv. Interc. Activas
Costes Nuevas Inversiones	161.626,41	187.852,51	138.432,64
Coste de O&M	62.482,16	72.593,34	58.918,27
Coste Var. De Producción	23.227,54	27.722,60	10.900,31
Coste Var. De Emisiones	8.059,65	9.593,20	3.844,14
Coste de Capital de Inversión	67.857,05	77.943,38	64.769,93
% Total Inv. Sobre Base Conv.	100,00%	116,23%	85,65%
Costes Parque Inicial	124.297,74	134.230,31	128.122,79
Coste Var. De Producción	92.033,41	99.599,18	95.201,34
Coste Var. De Emisiones	30.857,93	33.049,34	30.932,35
Coste de Arr. y Par.	1.406,39	1.581,79	1.989,10
% Total P. Inicial Sobre Base Conv.	100,00%	107,99%	103,08%
Coste Total Sistema	285.924,15	322.082,82	266.555,43
% Sobre Caso Base Conv.	100,00%	112,65%	93,23%

Tabla 50: Costes Totales de Transición. Escenarios Convencionales

7.2 CONCLUSIONES DEL TRABAJO

A partir de lo expuesto en los Capítulos 5, 6 se repasan aquí las principales conclusiones extraídas del análisis de resultados tras las simulaciones de escenarios con el modelo CEVESA.

Por claridad se ha decidido separar estas conclusiones en aspectos tecnológicos y en aspectos económicos, como ya se hizo antes, si bien se comentará la estrecha relación entre ambos.

7.2.1 CONCLUSIONES SOBRE RESULTADOS TECNOLÓGICOS

Potencias instaladas y Producciones por tecnologías:

- En ausencia de restricciones, las tecnologías en las que el modelo considera óptimo invertir en todos los escenarios simulados son en capacidad solar fotovoltaica y baterías de almacenamiento. Esto se debe a sus menores costes de inversión y a la complementariedad existente entre ambas tecnologías. Sin embargo, a pesar del atractivo económico de esta senda de inversiones, los niveles obtenidos de baterías en un sistema renovable serían muy elevados, del orden de 50 GW, una cantidad que, extrapolada a los otros muchos países con estrategias de descarbonización similares, parece excesiva. A día de hoy, el proyecto con mayor capacidad de baterías a nivel mundial contará con apenas 200 MW de potencia instalada [20]. Sería, por lo tanto, necesario un desarrollo considerable en el campo del almacenamiento energético para permitir la instalación de capacidades tan elevadas como las estimadas en este trabajo.
- Según los perfiles de inversiones obtenidos, el parque actual de generación eléctrica en España dispondría de suficiente capacidad para absorber aumentos de demanda importantes sin necesidad de recurrir a nueva capacidad instalada. Esto se comprueba con las bajas inversiones que se obtienen para los primeros años de simulación, hasta que en 2030 se producen los cierres de

las centrales de carbón y las inversiones adquieren una mayor relevancia para cubrir el decremento de la producción debido a este cierre de centrales. Eso hace que el grueso de las inversiones se concentre entre 2030 y 2050, cuando se produce el cierre de las centrales nucleares y de ciclo combinado, responsables el pasado 2019 de más de un 40% de la producción eléctrica total [18].

- Según los resultados del modelo, un aumento de un 0,47% del crecimiento de la demanda respecto al crecimiento tendencial (0,53%) resultaría en un 12,5% de nueva potencia instalada en el Caso Convencional, y un 17,3% en el Caso Renovable. Esta diferencia se debe a los distintos tipos de tecnologías instaladas, junto con la restricción de capacidad firme impuesta en el modelo. En efecto, en el Caso Renovable esa demanda adicional se satisface únicamente con más capacidad solar fotovoltaica y baterías (que en el caso de la solar fotovoltaica posee un coeficiente de firmeza mucho menor al de las centrales de ciclo combinado y al de la capacidad eólica que contribuyen en el Caso Convencional).
- Los resultados del modelo muestran que las interconexiones con Portugal permitirían reducir la capacidad final instalada en 14 GW en el Caso Renovable de Interconexiones respecto del Caso Base Renovable y en 18,9 GW en el Caso Convencional de Interconexiones respecto del Caso Base Convencional. Esto parece indicar que en el Caso Convencional se hace un mayor uso de estas interconexiones para reducir la instalación de nuevos ciclos combinados, con mayores costes asociados que sus alternativas renovables. Esta mayor utilización de las interconexiones puede observarse comparando los resultados mostrados en las tablas de síntesis de producciones, donde se aprecia que en el Escenario Renovable con Intercambios se importan 5.600 GWh frente a los más de 12.400 GWh del Escenario Convencional.
- Finalmente, los resultados muestran que la presencia de capacidad eólica y de ciclos combinados (que contribuyen a satisfacer la restricción de capacidad

firme del modelo), permiten que, en 2050, el Caso Base Convencional cuente con un parque de generación con un 20% menos de potencia total instalada respecto al Caso Base Renovable (200 GW frente a 250 GW). Esta mayor diversificación en el parque de generación contribuye también a mejorar la robustez del sistema frente a condiciones climáticas adversas como podría ser un largo periodo de tiempo con bajo recurso solar, que sería fatal en el Caso Base Renovable, con un 81% de su producción cubierta a través de energía solar fotovoltaica.

Emisiones de CO₂:

- En primer lugar, es necesario destacar las notables diferencias de emisiones entre los resultados obtenidos en cualquiera de los escenarios simulados y las previsiones del PNIEC en 2030. Las razones que explican esta discrepancia son principalmente dos:
 - El año de inicio de las simulaciones es 2018, y los datos de entrada del modelo se corresponden con los de ese año. En 2018, el carbón suple un 15,6% de la demanda en las simulaciones, no lejos del 13,5% reportado por REE en su *Informe del Sistema Eléctrico Español 2018* [93]. Sin embargo, en 2019, la producción del parque de carbón ha alcanzado su mínimo histórico con apenas un 4,2% del total [66]. Por el contrario, en las simulaciones realizadas el parque de carbón se mantiene produciendo hasta su fecha estimada de cierre en 2030 debido a que no se ha tenido en cuenta en el modelo el decremento en el precio del gas que ha hecho disminuir la competitividad (y por lo tanto la producción) de las centrales de carbón frente a los ciclos combinados. Como el carbón es la tecnología con mayores emisiones específicas asociadas, su producción explica parcialmente esta diferencia con los niveles de emisiones previstos por el PNIEC.
 - La transición calculada en las simulaciones es más tardía que la prevista por el PNIEC, que fija sus objetivos para 2030 en un 74% de

energía renovable (incluida la hidráulica) sobre la producción eléctrica total. En efecto, en los escenarios simulados, el mayor porcentaje de producción renovable sobre producción total en 2030 se alcanza en el Caso Renovable de Penetración Alta de Vehículo Eléctrico con un 47,72% sobre el total. El grueso de las inversiones se da entre 2030 y 2040, cuando se produce el cierre de las centrales que componen el parque nuclear y el parque de ciclos combinados.

- Los resultados de las emisiones anuales en 2050 en los Casos Convencionales se mantienen en valores razonables, con unas tasas de descarbonización obtenidas en que se sitúan en torno al 80% 2050 respecto de los niveles obtenidos para 2018. En los Escenarios Renovables la tasa de descarbonización es de prácticamente un 100%, con una pequeña tasa de emisiones residuales (~2%) asociadas a la provisión de reserva secundaria por parte de los ciclos combinados que se mantienen activos con dicha finalidad.

Precios de la Energía:

- Cabe destacar la notable similitud entre los precios estimados por el PNIEC en 2030 y los resultados de las simulaciones con CEVESA para ese mismo año, especialmente con los Escenarios Convencionales, donde las discrepancias son de apenas un 2,7% en el mayor de los casos. Posiblemente sea debido a que, aunque las sendas de inversión difieran sensiblemente con las del PNIEC, los grupos marginales en 2030 siguen siendo principalmente los ciclos combinados tanto en las estimaciones del PNIEC como en los Escenarios simulados, que marcan precios en la mayoría de las horas tal y como se vio en el Capítulo 5.
- Es de especial interés observar las diferencias en la evolución de los precios de la energía obtenidos para los Escenarios Renovables y Convencionales:
 - En los Escenarios Renovables se aprecia una disminución progresiva del coste de la energía (especialmente tras el cierre de la última central del parque nuclear) como consecuencia de la sustitución progresiva de

tecnologías con coste variable no nulo por las tecnologías solar fotovoltaica y baterías. Este aumento de la producción renovable conlleva un aumento en el número de horas con precios valle (precios bajos) que causa dicha reducción del precio medio anual de la energía. El precio final que se obtiene en estos escenarios está en torno a 41 €/MWh, un 19,6% inferior al precio de 2018.

- La evolución de precios para los Escenarios Convencionales es más compleja debido a las inversiones en centrales de ciclo combinado que presentan costes variable no nulos. En este Caso, tras el cierre del último ciclo combinado del parque inicial, los nuevos ciclos combinados de las inversiones siguen siendo marginales y marcan precios en las horas en las que se encuentran activos (56% de las horas en los últimos años). Una menor producción renovable (y por consiguiente un menor número de horas con precios bajos), unido a un coste de inversiones más elevado en centrales de ciclo combinado y en potencia eólica hacen que el precio de la energía obtenido en los Escenarios Convencionales sea aproximadamente un 25% superior a los obtenidos en los Escenarios Renovables.

7.2.2 CONCLUSIONES SOBRE RESULTADOS ECONÓMICOS

Costes de las Nuevas Inversiones:

- En primer lugar, cabe destacar la diferencia en los costes de las nuevas inversiones obtenidos para los Escenarios Renovables y los Convencionales. Esta diferencia se explica por la limitación a la potencia instalable anual en los Escenarios Convencionales. En estos Escenarios, el modelo adelanta las inversiones con el fin de poder cubrir los decrementos en la producción cuando se produce el cierre de uno o varios grupos de generación. Esto da lugar a unas inversiones más distribuidas en el tiempo que en los Escenarios Renovables, donde el modelo puede cubrir estas disminuciones de la

producción en un único año a través de la instalación de una gran capacidad solar fotovoltaica junto con baterías.

- Los costes de las nuevas inversiones hasta 2030 son inferiores, en todos los escenarios, a la inyección de recursos mencionada en el PNIEC. Las causas que explican esta diferencia se resumen a continuación:
 - En primer lugar, la mayor parte de las inversiones en los escenarios tienen lugar entre 2030 y 2040, siendo una transición mucho más tardía que la que recoge el PNIEC. El PNIEC fija una senda de inversiones más agresiva con objetivo de descarbonización más temprano, mientras que en estas simulaciones se deja evolucionar al sistema hacia lo que se considera económicamente óptimo, imponiendo únicamente una restricción sobre la capacidad anual instalable de cada tecnología.
 - El PNIEC prevé la inversión en tecnologías con mayores costes que las consideradas como económicamente óptimas por CEVESA, como la solar termoeléctrica y el bombeo hidráulico. Además, se incluye en su presupuesto los costes destinados a la implantación de planes de I+D, medidas de eficiencia energética y proyectos de refuerzo de la red de transmisión y distribución que no son tenidos en cuenta en este trabajo.

La contrapartida de estos menores costes obtenidos en los resultados de las simulaciones es una penetración renovable más tardía y por lo tanto menor en 2030 (~48% frente a 74% sobre la producción eléctrica total) y con un nivel de emisiones mucho mayor (~45.000 frente a ~18.000 miles de ton. de CO_2) que el sistema previsto por el PNIEC en ese año.

- Comparando los resultados del modelo para los diferentes escenarios, los costes de las nuevas inversiones en los últimos años de la simulación son aproximadamente el doble en los Escenarios Convencionales respecto de los Renovables. La diferencia se debe fundamentalmente a los costes variables de producción y de emisiones de los ciclos combinados (además del mayor coste

de O&M de la tecnología eólica frente a la tecnología solar fotovoltaica). Esto sucede en parte debido a que el coste de las emisiones en los últimos años ha sido fijado a valores elevados, hasta alcanzar los 50 €/ton. CO_2 en 2050 estimados por la *IETA* que permitiría cumplir los objetivos de descarbonización de la Unión Europea [95].

- Finalmente, si comparamos los costes totales de las nuevas inversiones durante el periodo 2018-2050, los resultados del modelo muestran que el sobrecoste en el que se incurriría en caso de un mayor crecimiento de demanda es de entre un 16 y un 17% respecto de los costes en los Casos Base Renovable y Convencional respectivamente. Con respecto a las Interconexiones, los resultados difieren entre ambos Casos. La reducción en el coste de las nuevas inversiones en el Caso Renovable es de apenas un 5,17%, mientras que en el Caso Convencional es de un 14,35%. Las interconexiones se utilizan para sustituir la producción con mayores costes asociados, que en el Caso Convencional son los ciclos combinados, que poseen coste variable de producción y emisiones elevado. Sin embargo, en el Caso Renovable todas las tecnologías de producción tienen coste variable nulo y, por este motivo, las interconexiones no permiten una reducción en los costes tan sustancial como en el Caso Convencional.

Costes del Parque Inicial:

- Según los resultados del modelo, las menores inversiones en los Escenarios de Intercambios obligarían a una mayor producción por parte de los ciclos combinados hasta que en 2030 se produce la expansión de las interconexiones que permiten sustituir esta producción con costes más elevados por importaciones a menor coste. Esta mayor producción de los ciclos combinados hasta 2030 resulta en unos costes totales del parque inicial en los Escenarios de Interconexiones un 2,7% y 3,1% superiores a los costes obtenidos en los Casos Base Renovable y Convencional respectivamente.

- En el Escenario Renovable con Penetración Alta de Vehículo Eléctrico se da esta misma tendencia pero en sentido inverso: las mayores inversiones en solar fotovoltaica para cubrir la demanda extra del parque de vehículos permiten una reducción de la producción de los ciclos combinados en el resto de horas, resultando en unos menores costes totales del parque inicial (1,94% de reducción).
- Finalmente, en los Escenarios de Demanda Alta, pese a que se llevan a cabo inversiones superiores a las de los Casos Base, la producción de estas nuevas inversiones no es suficiente para cubrir el mayor crecimiento de la demanda eléctrica, por lo que es necesario aumentar la producción de los ciclos combinados del parque inicial. El resultado son unos costes totales del parque inicial mayores (7,13% y 8% por encima de los Casos Base Renovable y Convencional respectivamente).

Costes Totales del Sistema:

- De la comparativa de costes anuales entre los Casos Renovables y Convencionales en los últimos años de la simulación se extraen las siguientes conclusiones:
 - Los costes totales anuales obtenidos para el Caso Base Convencional son 2,08 veces superiores a los del Caso Base Renovable en el año 2050. Esta diferencia entre los costes totales obtenidos para los Casos Base Renovable y Convencional se debe principalmente al coste variable de producción y emisiones de los ciclos combinados que forman parte del parque final de generación en el Caso Base Convencional.
 - Los costes totales anuales en el Escenario Convencional de Intercambios son 1,72 veces superiores a los del Escenario Renovable de Intercambios. Este factor, menor al 2,08 anterior, se debe al impacto de las interconexiones en el Caso Convencional, que permiten reducir en un 43,4% la potencia instalada de ciclos combinados y su

producción en un 39%, reduciendo los costes variables de producción y emisiones que representan casi un 30% de los costes totales anuales en los Escenarios Convencionales al final del periodo de simulación.

- En el Escenario de Penetración Alta de Vehículo Eléctrico, los costes totales en 2050 son un 2,29% superiores a los del Caso Base Renovable. Si se establece la tasa de penetración de vehículo eléctrico moderada y se fija un valor para el crecimiento de demanda anual de tal forma que en 2050 se tenga la misma demanda que en este Escenario de Penetración Alta (0,624%), el aumento en los costes totales del sistema en este año 2050 es de un 4,6%. Esto indica que el efecto del vehículo eléctrico en CEVESA no es equivalente a un aumento de la demanda uniforme en todas las horas del día debido a que el perfil horario estimado de recarga de vehículos eléctricos y la estrategia de carga utilizada (*Plug-and-Charge*) en las simulaciones tiene como efecto el aumento de la demanda fundamentalmente en la franja horaria de 10:00 a 14:00. La recarga de las baterías de los vehículos eléctricos que tiene lugar fundamentalmente en este rango horario se realiza a través de un aumento en la producción solar fotovoltaica y a través del aprovechamiento de una energía que es perdida en estas mismas horas en forma de vertidos en el resto de escenarios renovables.
- Por último, comparando ahora los resultados obtenidos para los costes totales de transición (suma de los costes totales anuales durante el periodo 2018-2050), se pueden extraer las siguientes conclusiones:
 - El sobrecoste de los Escenarios de Demanda Alta en relación a sus respectivos Escenarios Base es muy similar en términos relativos (112,45% y 112,65%). En el modelo CEVESA, la demanda parece tener un efecto similar sobre los costes totales del sistema independientemente de la presencia de producción no renovable sobre el parque final de generación.
 - Debido al perfil horario de recarga de vehículos eléctricos modelado en CEVESA y a la estrategia de carga utilizada, que resulta en una

mayor capacidad solar fotovoltaica instalada pero que permite el aprovechamiento del excedente de producción solar fotovoltaica, los sobrecostes de una mayor tasa de penetración de vehículos eléctricos son de apenas un 0,87% respecto al Caso Base Renovable. A pesar de que estas simulaciones han sido realizadas con un sistema de carga no inteligente, es de prever que la mayor flexibilidad aportada por estrategias de carga inteligente o sistemas *V2G* (que pueden incluso ayudar en las labores de balance a través de la provisión de reserva secundaria), tenga un impacto positivo sobre el sistema reduciendo las necesidades de inversión (y por lo tanto los costes) respecto del Escenario aquí mostrado.

- La reducción en los costes de transición derivada de la simulación con interconexiones es mayor en el Caso Convencional de Intercambios (6,77% frente a 1,25% del Caso Renovable). No obstante, ambos resultados parecen indicar que las interconexiones pueden contribuir a reducir las necesidades de inversión y además permiten reducir la producción de aquellas tecnologías con un mayor coste asociado. Estos hechos ponen de manifiesto los posibles beneficios económicos y medioambientales (ya que mediante la reducción de la producción de los ciclos combinados también se reducen las emisiones de CO_2 del sistema) derivados de pertenecer a un sistema eléctrico interconectado a nivel europeo.

7.3 LÍNEAS DE TRABAJO FUTURAS

Para finalizar, en esta última sección de la memoria se incluyen las posibles líneas de trabajo que se consideran complementarias a la visión que se aporta en este trabajo:

1. En primer lugar, y teniendo en cuenta las posibilidades actuales de CEVESA, se considera interesante estudiar el impacto de la inclusión de las inversiones en Generación Distribuida, por ser una de las tendencias que va a jugar un papel relevante en la transición hacia sistemas con mayor penetración renovable.
2. Segundo, se considera relevante realizar un estudio del efecto que tendría la modelización de la posible reserva secundaria aportada por las baterías de ion de litio. Este trabajo podría ser complementado con la simulación con diferentes estrategias de carga del vehículo eléctrico, algunas de las cuales permiten la contribución de las baterías del parque de vehículos eléctricos a la provisión de reserva secundaria del sistema.
3. Viendo la importancia de las interconexiones y en línea con los esfuerzos llevados a cabo para la construcción de un Mercado Eléctrico Europeo único, sería interesante la modelización de la interconexión de España con Francia. Para ello, se podría modelar Francia o bien realizar una aproximación del resto de Europa como un tercer nodo al que conectar el España. Esta interconexión serviría para evaluar los efectos sobre las inversiones, producción y costes del sistema eléctrico español de pertenecer a un sistema eléctrico europeo interconectado.
4. Una cuarta posible línea de desarrollo futura sería la de extender el número de tecnologías en las que se permiten las inversiones con el fin de recoger las inversiones previstas por el PNIEC en capacidad solar térmica, biomasa y geotermia o en la extensión de centrales hidráulicas para incorporar bombeo.
5. Finalmente, sería de gran interés calcular los ingresos obtenidos por las diferentes tecnologías con el fin de llevar a cabo la comparativa con los costes estimados en este trabajo. Este análisis Coste-Beneficio puede resultar de gran utilidad de cara a calcular rentabilidades sobre las inversiones realizadas en las diferentes

tecnologías y asesorar si los sistemas de remuneración actuales son apropiados para un sistema con una penetración renovable elevada.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Comisión Europea, «Estrategia a largo plazo para 2050,» Noviembre 28 2018.
- [2] British Petroleum (BP), «BP Statistical Review of World Energy,» June 2019.
- [3] Diario Oficial de la Unión Europea, «Acuerdo de París,» 12 Diciembre 2015.
- [4] S. Doménech Martínez, A. Campos Fernández y J. Villar Collado, *An Equilibrium Approach for Modeling Centralized and After-the-meter Distributed Generation Expansion Planning*, Madrid, 2019.
- [5] Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,» 20 de Enero de 2020.
- [6] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «El Gobierno de España envía a la Comisión Europea el borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,» *Comunicado de Prensa del Ministerio*, 22 Febrero 2019.
- [7] S. Doménech, F. A. Campos y J. Villar, «Synthetizing representative periods for choronological hourly electricity generation expansion models,» *15th Internation Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2018.
- [8] GreenPeace España, «Estudio Técnico de Viabilidad de escenarios de Generación Eléctrica en el Medio Plazo en España,» Marzo, 2018.

- [9] Mckinsey & Company, Inc. , «Transformation of Europe's power system until 2050, including specific considerations for Germany,» Octubre 2010.
- [10] Observatorio del Vehículo Eléctrico y Movilidad Sostenible - Instituto de Investigación Tecnológica de Comillas, «OVEMS - Universidad Pontificia de Comillas - IIT,» [En línea]. Available: <https://evobservatory.iit.comillas.edu/>. [Último acceso: 10 Mayo 2020].
- [11] J. Villar, C. Díaz, J. Arnau y F. A. Campos, «Impact of plug-in electric vehicles penetration on electricity demand, prices and thermal generation dispatch,» *9th International Conference on the European Energy Market*, 2012.
- [12] Red Eléctrica de España, «Interconexiones Internacionales,» 5 de Junio de 2020.
- [13] Red Eléctrica de España, «Sistema de Información del Operador del Sistema - ESIOS. Datos Generación y Consumo 2018,» 2018.
- [14] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero,» Marzo de 2020.
- [15] Lazard, «Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis,» Noviembre 2018.
- [16] Lazard, «Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis,» Noviembre de 2019.
- [17] SENDECO2, «Precios Históricos del CO2,» [En línea]. Available: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>. [Último acceso: Junio 2020].
- [18] Red Eléctrica de España, «Avance del Informe del Sistema Eléctrico español 2019,» 12 Marzo 2020.
- [19] Red Eléctrica de España , «Las renovables superan ya en potencia instalada al resto de fuentes de energía en la península,» 12 de Marzo de 2020.

- [20] J. F. Weaver, «World's largest battery: 200 MW/800 MWh vanadium flow battery - site work ongoing,» *Electrek*, 21 Diciembre 2017.
- [21] A. Meraviglia, «El eléctrico, el sector que más recorta emisiones,» *Cinco Dias. El País*, 3 Diciembre 2019.
- [22] U. Shahzad, «The Need For Renewable Energy Sources,» *ITEE Journal*, vol. 2, pp. 16-18, 2012.
- [23] Comisión Europea, «Causas del Cambio Climático,» 2019.
- [24] International Energy Agency (IEA), «Global CO2 emissions in 2019,» 11 de Febrero de 2020.
- [25] B. Mundial, «Crecimiento de la población (%anual),» División de Población de las Naciones Unidas., [En línea]. Available: <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.GROW>. [Último acceso: 26 Octubre 2019].
- [26] F. Sardá, «El decrecimiento energético y demográfico o la tragedia de los parches,» *revo Prosperidad Sostenible*, 27 de Mayo de 2019.
- [27] J. Galán, D. Alameda y J. M. Abad, «El desastre del Prestige en 10 cifras,» *El País*, 17 Noviembre 2017.
- [28] GreenPeace y Centro de Investigación de Energía y Aire Limpio, «Toxic Air: The Price of Fossil Fuels,» Febrero 2020.
- [29] U.S. Energy Information Administration, «eia.gov,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=709&t=6>. [Último acceso: 9 Mayo 2020].

- [30] Parlamento Europeo y Consejo Europeo, «Directiva 944/2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE,» 5 de Junio de 2019.
- [31] L. Merino, «Energías-renovables,» 5 Octubre 2018. [En línea]. Available: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/el-impuesto-al-sol-es-historia-20181005>. [Último acceso: 28 Octubre 2019].
- [32] S. Ledo, «La breve historia del "impuesto al sol",» *El Periódico*, 17 Octubre 2018.
- [33] Ministerio para la Transición Ecológica, «Boletín Oficial del Estado: Real Decreto 244/2019,» 6 de Abril de 2019.
- [34] P. G. Gómez, «Interempresas,» 10 Abril 2019. [En línea]. Available: <https://www.interempresas.net/Autoconsumo/Articulos/243589-Salvador-Escoda-resume-las-claves-de-nuevo-RD-para-el-autoconsumo-fotovoltaicoRD-244-2019.html>. [Último acceso: 28 Octubre 2019].
- [35] M. Zijlstra, «A Comparative Study of Smart Charging Strategies for Electric Buses. A proposal of modelling approaches to assess the financial benefit and grid impact of six charging strategies and application to a case study including 3 depot charging location in NL,» Utrecht University , 2020.
- [36] ACER/CEER, «Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2018. Consumer Empowerment Volume,» October 2019.
- [37] Council of European Energy Regulators (CEER), «Performance of European Retail Markets in 2017,» 17 December 2018.
- [38] Oscar Largo - Endesa Energía, «New Trends in Retail Markets,» 2020.

- [39] Parlamento Europeo y Consejo Europeo, «Directiva 2009/406/CE sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020,» 23 de Abril de 2009.
- [40] Parlamento Europeo y Consejo Europeo, «Directiva 2009/28/EC relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables,» 23 de Abril de 2009.
- [41] Parlamento Europeo y Consejo Europeo , «Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética,» 25 de Octubre de 2012.
- [42] Comisión Europea, «Commission Staff Working Document Guidance for National Energy Efficiency Action Plans. Template for National Energy Efficiency Plans under Directive 2012/27/EU,» 2013.
- [43] Comisión Europea, «National Action Plans and Annual Progress Reports,» [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-efficiency/targets-directive-and-rules/national-energy-efficiency-action-plans_en?redir=1. [Último acceso: 3 Junio 2020].
- [44] Comisión Europea, «2050 Long-term strategy,» [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en#tab-0-0. [Último acceso: 3 Junio 2020].
- [45] Comisión Europea, «Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050,» Bruselas, 8 de Marzo de 2011.
- [46] Consejo Europeo, «Conclusiones sobre el Marco sobre Clima y Energía para 2030,» Bruselas, 24 de Octubre de 2014.

- [47] Comisión Europea, «Clean Energy for all Europeans,» 26 de Julio de 2019.
- [48] Comisión Europea, «El Pacto Verde Europeo establece cómo hacer de Europa el primer continente climáticamente neutro en 2050 impulsando la economía, mejorando la salud y la calidad de vida de los ciudadanos, protegiendo la naturaleza y no dejando a nadie atrás,» *Comunicado de Prensa de la Unión Europea*, 11 Diciembre 2019.
- [49] Comisión Europea, «Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European and Social Committee and the Committee of the Regions,» 11 Diciembre 2019.
- [50] Comisión Europea, «Movilidad Sostenible - El Pacto Verde Europeo,» Diciembre de 2019.
- [51] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Marco Estratégico de Energía y Clima: Una oportunidad para la modernización de la economía española y la creación de empleo.,» 1 Abril 2019.
- [52] A. B. F., «El Ministerio amplía hasta el 1 de abril el plazo para enviar comentarios al Marco Estratégico de Energía y Clima,» *Energías Renovables*, 25 Marzo 2019.
- [53] Ministerio de Hacienda y Función Pública, «El Gobierno presenta el Marco Estratégico de Energía y Clima,» *Comunicado de Prensa del Consejo de Ministros*, 25 Febrero 2019.
- [54] Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico, «Anteproyecto de Ley de Cambio Climático,» *Comunicado Oficial de la Presidencia de Gobierno, Gobierno de España*, 22 Febrero 2019.

- [55] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021 - 2030».
- [56] Ministerio de la Presidencia, Relaciones con las Cortes y Memoria Democrática, «Real Decreto 463/2020 de 14 de Marzo, por el que se declara el estado de alarma para la gestión de la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19,» *Boletín Oficial del Estado N°67*, 14 Marzo 2020.
- [57] Presidencia de Gobierno. Gobierno de España., «Transición Ecológica somete a información pública la Evaluación Ambiental Estratégica del borrador actualizado del PNIEC 2021-2030,» 23 Enero 2020.
- [58] Wikipedia, «Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 2018,» 16 Diciembre 2019. [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Conferencia_de_las_Naciones_Unidas_sobre_el_Cambio_Clim%C3%A1tico_de_2018. [Último acceso: 4 Junio 2020].
- [59] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «La Transición Justa dentro del Marco Estratégico de Energía y Clima,» 2019.
- [60] E. Robaina, «España reduce sus emisiones en un 5,8% en 2019, pero sigue siendo insuficiente,» *Climática*, 12 Marzo 2020.
- [61] Observatorio de Sostenibilidad , «Emergencia Climática en España 2019,» 29 Noviembre 2019.
- [62] Observatorio de Sostenibilidad, «Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España 1990-2019,» 2019.
- [63] Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, «Plan de Energías Renovables 2011-2020,» 2011.

- [64] Red Eléctrica de España, «España cierra 2019 con un 10% más de potencia instalada de generación renovable,» *Sala de Prensa de REE*, 19 Diciembre 2019.
- [65] Red Eléctrica de España, «Series Estadísticas Nacionales - Potencia Eléctrica Instalada,» Abril 2020.
- [66] Red Eléctrica de España, «Avance del Sistema Eléctrico Español 2019,» 12 Marzo 2020.
- [67] Asociación Empresarial Eólica (AEE), «La eólica supera los 25.700 MW instalados en España tras un año de intensa actividad,» *Comunicado de Prensa*, 25 Febrero 2020.
- [68] Asociación Empresarial Eólica, «Elementos necesarios para la transición energética. Propuestas para el Sector Eléctrico,» Octubre 2017.
- [69] IDAE - MITECO, «Informe Sintético de INDicadores de Eficiencia Energética en España. 2017,» Julio 2019.
- [70] Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), «Producción Nacional y Autoabastecimiento,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.appa.es/la-energia-en-espana/produccion-nacional-y-autoabastecimiento/>. [Último acceso: 5 Junio 2020].
- [71] Comisión Europea, «Paquete sobre la Unión de la Energía - Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo para alcanzar el objetivo de interconexión del 10%,» 25 de Febrero de 2015.
- [72] Red Eléctrica de España, «Interconexión eléctrica Francia-España por el Golfo de Bizkaia,» Agosto de 2017.

- [73] R. Castañon, F. A. C. Fernández, S. D. Martínez y J. Villar, «An Electricity Generation Expansion Model with ICEV and PEV Investments,» *15th International Conference on the European Energy Market*, Junio 2018.
- [74] Eurelectric, «Decarbonization Pathways,» 2018.
- [75] J. Deane y D. G., «The impact of sub-hourly modelling in power systems with significant levels of renewable generation,» *Appl Energy*, nº 113, pp. 152-158, 2014.
- [76] M. Welsch, P. Deane y M. Howells, «Incorporating flexibility requirements into long-term energy system models - a case study on high levels of renewable electricity penetration in Ireland,» *Appl Energy*, nº 135, pp. 600-615, 2014.
- [77] A. B. F., «España 2020, el país con 110.000 megavatios de potencia eléctrica y un máximo de demanda de 40.000 MW,» *Energías Renovables*, 24 de Enero de 2020.
- [78] D. Page, «España intenta aclarar ahora qué edad tiene cada una de sus centrales nucleares,» *El Independiente*, 13 Octubre 2019.
- [79] LUT University & Energy Watch Group, «Global Energy System based on 100% Renewable Energy. Energy Transition in Europe across Power, Heat, Transport and Desalination Sectors,» Lappeenranta, Berlin, Diciembre de 2018.
- [80] S. G. Goyena, «Viabilidad Técnico-Económica para un suministro eléctrico 100% renovable en España,» *Tesis Doctoral - Universidad Pública de Navarra*, 2013.
- [81] GreenPeace, «Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular.,» 2006.

- [82] Comisión de Expertos de Transición Energética, «Análisis y propuestas para la descarbonización,» Abril 2018.
- [83] International Renewable Energy Agency, «Electricity Storage and Renewables. Costs and Markets to 2030,» October 2017.
- [84] ATA insights & Clean Horizon, «Energy Storage Status Overview + Survey 2019,» Agosto 2019.
- [85] Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie, «Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050,» 2013.
- [86] International Renewable Energy Agency, «Renewable Power-to-Hydrogen,» 2019.
- [87] Instituto Nacional de Estadística, «Cifras de Población. Datos provisionales a 1 de Enero de 2020,» *Nota de Prensa*, 1 Enero 2020.
- [88] B. Remacha y A. Ordaz, «Casi un tercio de la población española vivirá concentrada en Madrid y Barcelona dentro de 15 años,» *El Diario*, 27 Febrero 2019.
- [89] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, «Eficiencia Energética - Transporte,» 2019.
- [90] Dirección General de Tráfico (DGT), «DGT.es - Seguridad Vial - Parque de Vehículo,» 2020. [En línea]. Available: <http://www.dgt.es/es/seguridad-vial/estadisticas-e-indicadores/parque-vehiculos/>. [Último acceso: 10 Mayo 2020].

- [91] Red Eléctrica de España, «Interconexiones eléctricas. Un paso para el mercado único de la energía en Europa,» Septiembre 2012.
- [92] Dirección General de Tráfico, «Parque de vehículos - Series Históricas,» 2019.
- [93] Red Eléctrica de España, «Informe del Sistema Eléctrico Español,» Junio 2019.
- [94] K. Kanellopoulos, M. D. Felice, I. H. Gonzalez y A. Bocin, JRC Open Power Plants Database, 2017.
- [95] International Emissions Trading Association (IETA), «GHG Market Sentiment Survey 2019,» 2019.
- [96] Wikipedia, «Objetivos de Desarrollo Sostenible 2015 - 2030,» *Wikipedia*, 2020.
- [97] Naciones Unidas, «Página Oficial de las Naciones Unidas - Objetivos de Desarrollo Sostenible 2015 - 2030,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>. [Último acceso: 6 Julio 2020].
- [98] UNESA, «Prospectiva de Generación Eléctrica 2030,» Diciembre de 2007.
- [99] G. Portillo, «España se enfrenta al fin de la vida útil de los parque eólicos,» *Renovables Verdes*, 2018.
- [100] O. V. -. A. Energía, «35 años, objetivo de vida útil de los parques eólicos. El Perdón, caso de estudio,» 22 Septiembre 2016.
- [101] A. U. Salmón, «Estudio de viabilidad de una planta solar fotovoltaica en Castro Urdiales,» *Universidad de Cantabria*, Septiembre 2018.
- [102] Eskenergy, «Cuál es la vida útil de los paneles solares,» 29 Enero 2020. [En línea]. Available: <https://euskenergy.com/cual-es-la-vida-util-de-los-paneles->

- solares/#:~:text=La%20norma%20general%20indica%20que,degradaci%C3%B3n%20de%20sus%20c%C3%A9lulas%20fotovoltaicas.. [Último acceso: 11 Junio 2020].
- [103] Ovacen, «Qué haremos con todos los paneles solares cuando terminen su vida útil,» [En línea]. Available: <https://ovacen.com/paneles-solares-vida-util/>. [Último acceso: 11 Junio 2020].
- [104] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, «Orden IET/2735/2015,» *Boletín Oficial del Estado N° 302*, 18 de Diciembre de 2015.
- [105] National Grid, «Duration Limited Storage De-rating Factor Assessment - Final,» 2017.
- [106] S. D. Martínez, F. A. C. Fernández y J. V. Collado, «An Equilibrium Approach for Modeling Centralized and After-the-meter Distributed Generation Expansion Planning,» 2019.
- [107] M. Rivier, T. Gómez, D. J. P. Chaves y e. a. , «Análisis de escenarios futuros para el sector eléctrico en España para el período 2025-2050,» Marzo 2018.
- [108] J. Monforte, «El precio del CO2 cae un 25% desde el inicio de la crisis del coronavirus,» *Energética21*, 6 Abril 2020.

ANEXO I: ALINEACIÓN DEL TRABAJO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

En este primer Anexo se describirá la relación de este proyecto con aquellos Objetivos de Desarrollo Sostenible que más alineados con el trabajo descrito en esta memoria.

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2015-2030 (ODS) son una iniciativa impulsada por las Naciones Unidas que constan de 17 objetivos y 169 metas que tienen como prioridad garantizar aspectos tan importantes como la paz, la justicia y el fin de la pobreza a nivel mundial, así como promover una educación de calidad, fomentar consumo sostenible a través de sistemas de generación energética asequibles y no contaminantes, e impulsar la innovación como medio para estimular el crecimiento económico de los países [96] y [97].

En la Figura 53 se muestran los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible tomados directamente de la página oficial de las Organización de las Naciones Unidas:



Figura 53: Objetivos de Desarrollo Sostenible 2015 – 2030 [97].

Se enumerarán a continuación aquellos Objetivos que se encuentran más relacionados con este proyecto y se describirá la conexión existente entre estos Objetivos y el proyecto:

- **Objetivo 3: Salud y Bienestar/ Objetivo 13: Acción por el Clima:**

Como se adelantaba en la sección *1.1.1 Causas que Motivan la Transición*, las emisiones derivadas de la quema de combustibles fósiles utilizados actualmente por el parque de generación eléctrica tienen un impacto nocivo sobre la salud y el bienestar de los ciudadanos. Según las cifras del último informe de *GreenPeace* en cooperación con el Centro de Investigación en Energía y Aire Limpio (*CREA*), se estima que en Europa alrededor de 400.000 muertes anuales prematuras se deben a la exposición a contaminantes atmosféricos. A nivel mundial, estas cifras son aún más dramáticas, alcanzando cerca de 4.5 millones de muertes prematuras anuales atribuibles a la contaminación de la quema de combustibles fósiles [28]. La reducción estas emisiones de Gases de Efecto Invernadero y la descarbonización de las economías es el objetivo fundamental del *Acuerdo de París* dentro del marco de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Por lo tanto, se considera que este trabajo se encuentra bien alineado con los Objetivos 3 y 13 de las Naciones Unidas puesto que el fin fundamental de este trabajo es el estudio de posibles sendas de transición que hacia sistemas eléctricos total o prácticamente renovables en los cuales se reducirían notablemente las emisiones del sector eléctrico, responsable actualmente de casi el 40% de las emisiones totales procedentes de la utilización de combustibles fósiles, según los datos de la Agencia Internacional de la Energía (*IEA*) [24].

- **Objetivo 7: Energía Asequible y No Contaminante:**

La meta 7.2 de este Objetivo de Desarrollo Sostenible es precisamente aumentar en la próxima década la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas. Por este motivo, este podría ser el Objetivo con el que este trabajo encuentra una mayor alineación, debido a que este

estudio versa fundamentalmente sobre la expansión del parque de generación eléctrica con vistas a aumentar la proporción de energía renovable sobre la producción eléctrica total en España. La tasa de penetración de renovables obtenida como resultado de las simulaciones de los escenarios de inversiones renovables en este trabajo se sitúa en torno a un 48% sobre el total producido. Esta cifra, a pesar de que es inferior a los objetivos fijados en el PNIEC (74% [5]) supone una mejora significativa con respecto a los niveles registrados en 2019 en España, que no llegaban al 37% sobre la producción eléctrica total.

- **Objetivo 9: Industria, Innovación e Infraestructura:**

A pesar de que este trabajo no puede considerarse como un proyecto de innovación, el estudio que aquí se realiza mostraría la senda de transformación de uno de los sectores que cuenta con una mayor red de infraestructuras en España, como es el sector eléctrico. La meta 9.4 de este Objetivo es “*la modernización de las infraestructuras industriales para que estas sean sostenibles, promoviendo la adopción de tecnologías y procesos industriales limpios*”. Este trabajo se considera alineado con este Objetivo ya que aquí se estudian los posibles beneficios tanto económicos (en términos de costes) como medioambientales (en forma de la reducción de emisiones de CO_2 en el sector eléctrico) de la modernización del sector eléctrico que sustituiría sus centrales contaminantes de generación convencional por nueva capacidad de generación carente de emisiones.

De la misma manera, en este trabajo se estudian las posibles sendas de transición del sector eléctrico que permitirían la reducción del consumo de combustibles fósiles y nucleares cuya manufactura, transporte y consumo lleva asociados problemas medioambientales que derivan en la contaminación de los ecosistemas terrestres y marinos. Por este motivo, se podría considerar que este trabajo también se encuentra alineado, aunque en menor medida, con los Objetivos 6 (Agua Limpia y Saneamiento), 14 (Vida Submarina) y 15 (Vida de ecosistemas terrestres) que tienen como meta el cuidado y la restauración de los ecosistemas naturales y su biodiversidad.

ANEXO II: ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DEL SOFTWARE CEVESA

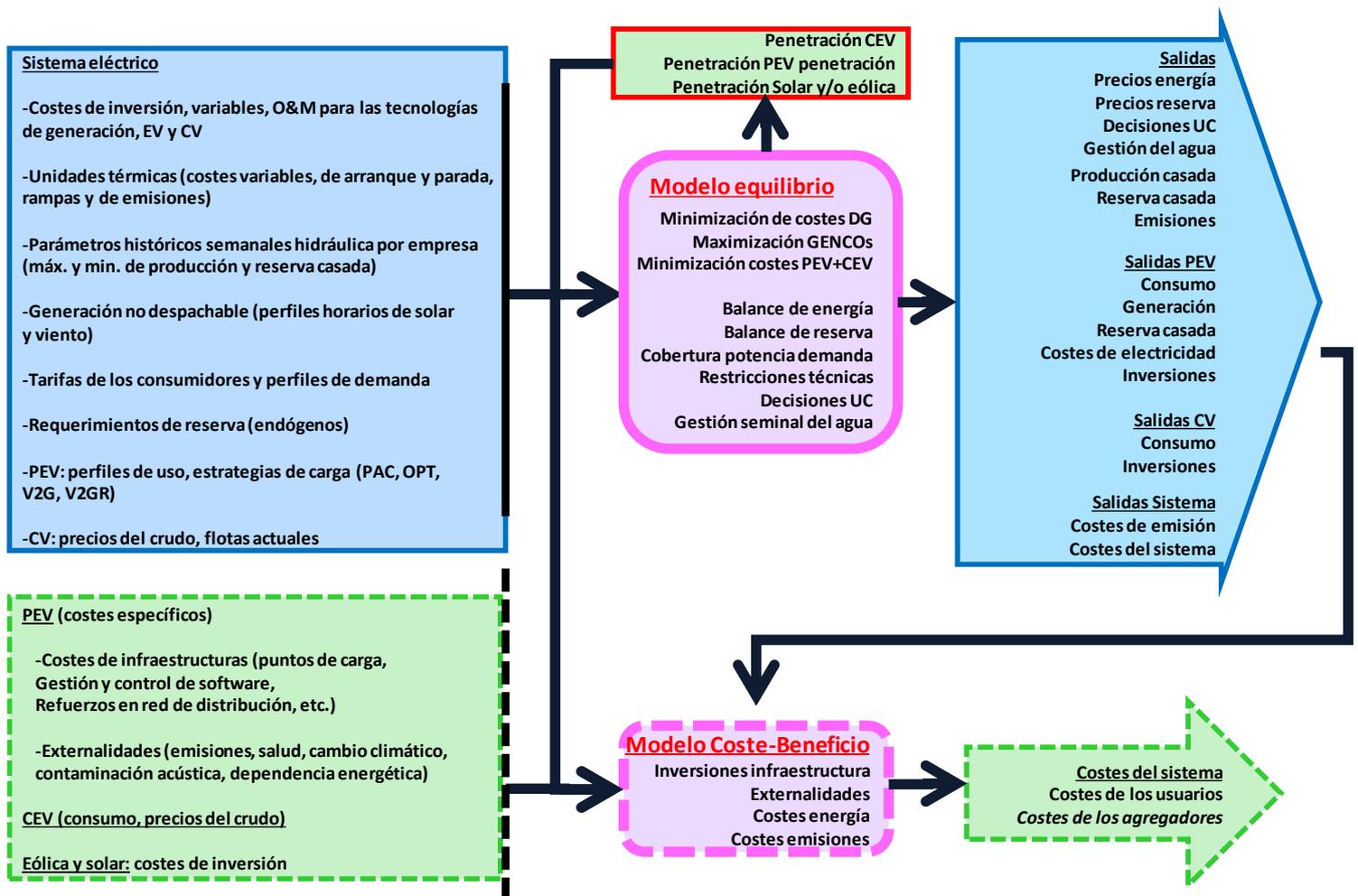


Figura 54: Diagrama de funcionamiento de CEVESA

ANEXO III: ENTRADAS RELEVANTES EN ESCENARIOS SIMULADOS

En este Anexo pueden encontrarse los valores de aquellos que han sido utilizado en las diferentes simulaciones y que pueden servir de referencia de cara a la interpretación de los resultados propuestos en los Capítulos 5 y 6.

PARÁMETROS DE ENTRADA DEL PARQUE INICIAL:

Se incluye a continuación la definición de aquellos parámetros de entrada que sirven para caracterizar el parque inicial de generación, si bien, por motivos de brevedad, no se incluyen todas las entradas de todas las unidades de oferta modeladas por CEVESA, sino únicamente una descripción de cada parámetro y los valores habituales de los mismos. Estos parámetros son idénticos para todas las simulaciones realizadas.

Parque Inicial por Tecnologías:

Los datos de partida del parque de generación fijados al inicio de las simulaciones están tomados, en su mayoría, de los datos publicados por REE para el año 2018 [65]. No obstante, algunas diferencias son apreciables debido a dificultades en la modelización de algunas unidades (por ejemplo el caso de las Centrales de Fuel Gas) que finalmente no han sido incluidas en CEVESA.

Potencia instalada (GW)	REE 2018	Inicial CEVESA
Hidráulica Convencional y Mixta	17.046	17.085
Bombeo	3.329	3.321
Nuclear	7.117	7.572
Carbón	10.030	9.534
Fuel Gas	2.490	-
Ciclos Combinados	26.284	24.994
Eólica	23.545	23.545

Solar PV	4.712	4.712
Solar Térmica	2.304	2.304
Cogeneración	5.727	5.727
Baterías	-	-
Otras	1.538	1.527
Total	104.122	100.321

Año de cierre de los diferentes grupos:

Se fijan los años de cierre de los diferentes grupos en función de la vida útil estimada de cada grupo de generación. En concordancia con el calendario de cierre del PNIEC [5], en CEVESA se fijará el cierre de la última nuclear en 2035 y la última central de carbón en 2030. El cierre del último ciclo del parque inicial está marcado en el año 2040.

Costes de arranque y parada de los grupos de generación:

En este caso existen notables diferencias entre unos grupos y otros dependiendo de las tecnologías. El arranque y la parada más caras corresponden a la central nuclear de Cofrentes con un coste de 105.900 € por arranque y de 21.200 € por parada. Por el contrario, los arranques y paradas más baratos se corresponden con grupos de Fuel Gas y Ciclos Combinados con cifras varios órdenes de magnitud menores que las nucleares.

Costes variables de operación de los grupos de generación:

En este caso se invierten las tornas, siendo las nucleares las más baratas con un coste en torno a los 10€/MWh, seguidas de las centrales de carbón, entre los 25 y los 35 €/MWh dependiendo del combustible, Ciclos Combinados con precios alrededor de los 40-45 €/MWh y finalmente las centrales de Fuel/Gas con costes en torno a los 70 €/MWh.

Emisiones específicas de cada grupo de generación:

Siendo las centrales de carbón las más contaminantes con cerca de 1 ton. CO_2 por cada MWh producido, los Ciclos Combinados contaminan menos de la mitad, alrededor de las 0,4 ton. CO_2 /MWh..

Restricciones operativas como potencias máximas y mínimas de cada grupo y rampas de subida y bajada de los mismos:

Las potencias máximas de operación corresponden a las centrales nucleares, con cerca de 1 GW cada una. Los Ciclos Combinados cuentan con potencias que van desde los 49,4 MW hasta los 859 MW. Lo mismo para el carbón, con potencias entre los 150 y los 570 MW.

En cuanto a las rampas de subida y bajada, cabe destacar la flexibilidad aportada por los Ciclos Combinados, capaces de pasar de producción mínima a máxima en menos de 1 hora, con rampas de subida y bajada de hasta 500 MW/h, las centrales de carbón por su parte oscilan entre los 100 y los 200 MW/h.

PARÁMETROS DE ENTRADA DE LAS NUEVAS INVERSIONES:

De todas las entradas que contribuyen a la descripción de las nuevas inversiones cabe destacar las que se citan a continuación:

Años de utilización/vida útil de las tecnologías de inversión:

CEVESA permite también establecer los años de utilización, la vida útil de las inversiones que se van a realizar. Existe diversidad de opiniones acerca de la vida útil de las diferentes tecnologías, e incluso dentro de una misma tecnología hay diferencias dependiendo de a qué empresa pertenezca dicha central.

Para las simulaciones que se van a realizar se han hecho las siguientes hipótesis:

- Para las centrales de Ciclo Combinado y las Turbinas de Gas, según los datos de UNESA en su “*Prospectiva de Generación Eléctrica 2030*” [98], la vida útil es de 30 años, independientemente del año de inversión, es decir, si la inversión se realiza en el año X, la central cesará su actividad en el año X + 30.
- En el caso de la generación eólica, se establece una vida útil de 20 años para las simulaciones, según los datos proporcionados por la *Asociación Empresarial*

Eólica [99]. Sin embargo, la tendencia actual es la expansión de la vida de estos parques que, con el mantenimiento adecuado, podrían llegar a los 35 años [100].

- En cuanto a la tecnología solar fotovoltaica, a pesar de las diferencias existentes en función del material de construcción de las placas [101], parece que existe un consenso no escrito acerca de una vida media en torno a los 25 años [102], [103].
- Finalmente, en el caso de las baterías, según los datos recogidos en el último informe de Lazard sobre los costes del almacenamiento energético [16], la vida útil de las baterías de iones de litio utilizadas en aplicaciones de Generación Centralizada (las que aquí nos ocupan) puede establecerse en torno a los 20 años.

Coefficientes de Remuneración de las tecnologías de generación:

Este parámetro de entrada, a pesar de que se tiene consciencia de que representa un coeficiente de disponibilidad utilizado para calcular la remuneración de las diferentes tecnologías, se ha utilizado en CEVESA por motivos de simplicidad como aproximación del coeficiente de capacidad firme para las diferentes tecnologías. Estos coeficientes se fijan como entradas y se mantienen invariables durante todo el periodo de simulación.

Pese a la gran diversidad de opiniones en la comunidad científica acerca de los valores de estos coeficientes, aquí utilizaremos los coeficientes definidos en el B.O.E. N°302 del Ministerio de Industria, Energía y Turismo [104]. Para los coeficientes de baterías, no incluidos en este B.O.E, se toman los definidos en el informe de National Grid [105]. Se resume el contenido de ambas fuentes en la siguiente tabla:

Tecnología	Coefficiente de Disponibilidad
Nuclear	0,87
Carbón Importación Bituminoso	0,94
Hulla y Antracita	0,9
Lignito Negro	0,89
Fuel Gas	0,75
Ciclo Combinado (CCGT)	0,93
Turbinas de Gas (OCGT)	0,93
Hidráulica Convencional	0,59
Eólica	0,22

Solar Fotovoltaica	0,11
Baterías	0,96

Tabla 51: Coeficientes de Capacidad Firme. Fuente: [104] y [105]

Costes de inversión:

Para modelar los coste de inversión se toman, en primer lugar, los datos de los informes de Lazard ([15] para tecnologías de generación, y [16] para tecnologías de almacenamiento) para fijar los datos del año 2018.

En cuanto a la evolución temporal de estos costes, es necesario considerar dos factores:

- Emisiones de las tecnologías: aquellas tecnologías contaminantes tendrán previsiblemente un aumento de los costes de inversión conforme se avance en la transición y se endurezcan las políticas climáticas.
- Grado de Madurez de las diferentes tecnologías. Muchas de las tecnologías de inversión se encuentran aún en una fase de reducción de costes, como es el caso de la eólica, la solar o las baterías, que se encuentran todavía en una fase incipiente de desarrollo, y que esperan ver reducidos sus costes sensiblemente.

En el estudio “*An Equilibrium Approach for Modeling Centralized and After-the-meter Distributed Generation Expansion Planning*” realizado por S. Doménech, F.A. Campos y J. Villar [106], se utilizan una serie de curvas de costes de inversión por tecnologías que tienen en cuenta estos factores y que se utilizarán en este trabajo.

Los costes de inversión en las diferentes tecnologías que se usan como parámetro de entrada se muestran en la siguiente tabla.

Coste inversión GC [M€/MW]	Coste inversión GC [M€/MW]								
	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ESP.CC	0,63	0,64	0,65	0,68	0,71	0,75	0,79	0,83	0,87
ESP.eolica	1,38	1,32	1,27	1,02	0,82	0,86	0,90	0,95	1,00
ESP.solar	0,93	0,89	0,85	0,70	0,61	0,64	0,67	0,71	0,74
ESP.TG	0,50	0,50	0,51	0,53	0,56	0,59	0,62	0,65	0,68
ESP.CARG	0,23	0,21	0,19	0,11	0,09	0,07	0,08	0,08	0,08
ESP.DCARG	0,34	0,30	0,27	0,17	0,12	0,10	0,11	0,11	0,12

Como se puede apreciar, en el caso de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica, los costes de inversión disminuyen hasta aproximadamente el año 2030, momento en el cual alcanzan la madurez y sus costes empiezan a aumentar linealmente debido a la inflación. El almacenamiento, por el contrario, espera que sus costes actuales caigan sensiblemente respecto de los valores actuales durante un periodo de tiempo mayor.

Costes de O&M de las nuevas inversiones:

Se utilizan los datos del mismo informe de Lazard, a excepción de los costes de O&M de las baterías, que no han sido considerados al igual que en el trabajo “Análisis de Escenarios futuros para el sector eléctrico en España para el período 2025-2050” realizado por Prof. Michel Rivier, Prof. Tomás Gómez et al. [107]. La evolución que se aplica a estos costes es la misma que la aplicada para los costes de inversión, es decir, teniendo en cuenta madurez e inflación.

Coste O&M GC [€/MW*año]									
	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ESP.CC	21.436	21.651	21.867	22.983	24.155	25.387	26.674	27.969	29.264
ESP.eolica	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	53.026	55.715	58.419	61.124
ESP.solar	28.059	27.441	26.836	24.005	21.473	20.686	21.735	22.790	23.845
ESP.TG	11.759	11.876	11.995	12.607	13.250	13.926	14.632	15.342	16.053

Costes de Variable de las nuevas inversiones:

Nuevamente se utilizan los valores del informe de Lazard para fijar los costes variables de las tecnologías en las que CEVESA permite la inversión. Las tecnologías eólica, solar y baterías tienen coste variable 0 debido a que no consumen combustible.

Coste variable de las inversiones [€/MWh]									
	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ESP.CC	48,61	48,87	49,10	50,49	51,31	52,04	52,95	54,05	55,29
ESP.TG	65,03	65,37	65,69	67,55	68,65	69,63	70,85	72,31	73,98

PARÁMETROS DE ENTRADA GENERALES:

Demanda del sistema

Como ya se comentó en el Capítulo 4, los niveles iniciales de demanda son fijados para el año de inicio de las simulaciones (2018) a los valores que aparecen recogidos en la plataforma ESIOS de REE [13].

A estos datos iniciales se les aplican las tasas de crecimiento definidas en dicho Capítulo, dando lugar a las siguientes series de demanda que son utilizadas como entradas al modelo (mostradas de manera resumida, cada 5 años):

Demanda moderada:

Demanda total prevista [GWh]								
	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ESP	268.885	273.521	280.847	288.369	296.092	304.022	312.164	320.525
POR	54.129	54.704	56.169	57.674	59.218	60.804	62.433	64.105

Demanda Alta:

Demanda total prevista [GWh]								
	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ESP	268.885	276.085	290.168	304.970	320.526	336.876	354.060	372.121
POR	54.129	55.217	58.034	60.994	64.105	67.375	70.812	74.424

Niveles Máximos de Emisiones:

El modelo, CEVESA permite restringir las emisiones globales del sistema, es decir, las del sector de generación eléctrica + transporte (turismos y furgonetas), fijando la cantidad máxima de emisiones anuales expresada en miles de toneladas de CO_2 .

Los datos de partida a partir de los cuales se aplica la reducción hasta alcanzar el nivel de reducción deseado en 2050 se toman del *Inventario Nacional de Gases de Efecto*

Invernadero elaborado por el MITECO que en sus tablas de la edición de marzo de 2020 incluye los datos agrupados por sectores y por gas contaminante del año 2018 [14]:

A continuación se muestran las emisiones máximas permitidas en el conjunto sector eléctrico + transporte modelado por CEVESA:

Emisiones máximas de GEI [MtonCO ₂]									
	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ESP	160.441	156.430	152.419	132.364	112.309	92.253	72.198	52.143	32.088
POR	160.442	156.431	152.420	132.365	112.310	92.254	72.199	52.144	32.088

Las emisiones se reducen linealmente a lo largo de todo el horizonte temporal. El valor estándar que se utilizará en la mayoría de las simulaciones es de una reducción del 80% de las emisiones del parque representado.

Coste de las Emisiones:

Para las diferentes simulaciones, el precio de la tonelada de CO₂ se establecerá para el año 2020 en el valor alcanzado antes de la crisis del COVID, que ha hecho descender estos precios casi en un 25% en los últimos meses [108]. El valor es, por lo tanto, de 24,5 €/ton CO₂, cifra del pasado mes de enero de 2020 [17].

El informe publicado por *Asociación Internacional del Comercio de Emisiones (IETA*, por sus siglas en inglés) con título “*GHG Market Sentiment Survey 2019*” [95] estima que, para cumplir con los objetivos a largo plazo de descarbonización de la UE las emisiones deberían alcanzar los 50 €/ton en el año 2050.

En vista de estos datos, se estima y se fija como parámetro de entrada el crecimiento anual que permite alcanzar estos 50 €/ton CO₂ en el año 2050 de la siguiente manera:

$$\begin{array}{ll} \text{Precio } CO_2 \text{ 2020:} & 24,5 \frac{\text{€}}{\text{ton}} \\ \text{Precio } CO_2 \text{ 2050:} & 50 \frac{\text{€}}{\text{ton}} \end{array}$$

$$\text{Variación interanual necesaria: } \left(\frac{50}{24,5}\right)^{\frac{1}{30}} - 1 = 2,41\%$$

Los costes de la ton. de CO_2 quedan por lo tanto fijados a los valores representativos que se recogen en la siguiente tabla resumen:

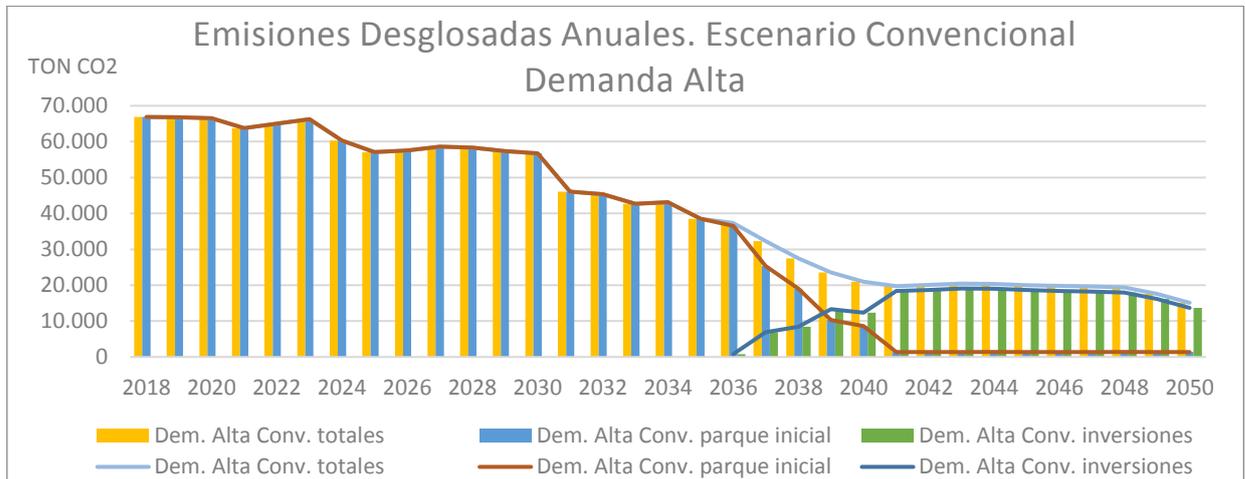
Precio de CO2[€/TonCO2]									
	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ESP	23,34	23,9104	24,5	27,5931	31,0766	35	39,4187	44,3952	50
POR	23,34	23,9104	24,5	27,5931	31,0766	35	39,4187	44,3952	50

ANEXO IV: RESULTADOS EXTENDIDOS

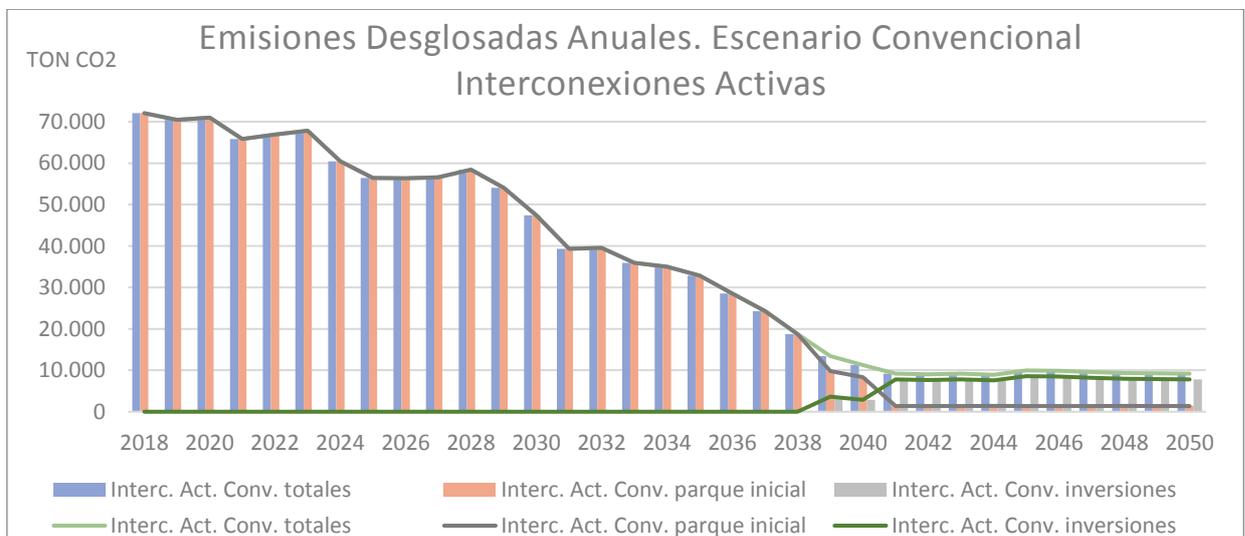
SIMULACIONES

EMISIONES DESGLOSADAS EN ESCENARIOS CONVENCIONALES

Escenario Convencional Demanda Alta:



Escenario Convencional Interconexiones Activas:



PERFILES DE PRECIOS HORARIOS

Escenario Base 100% renovable:

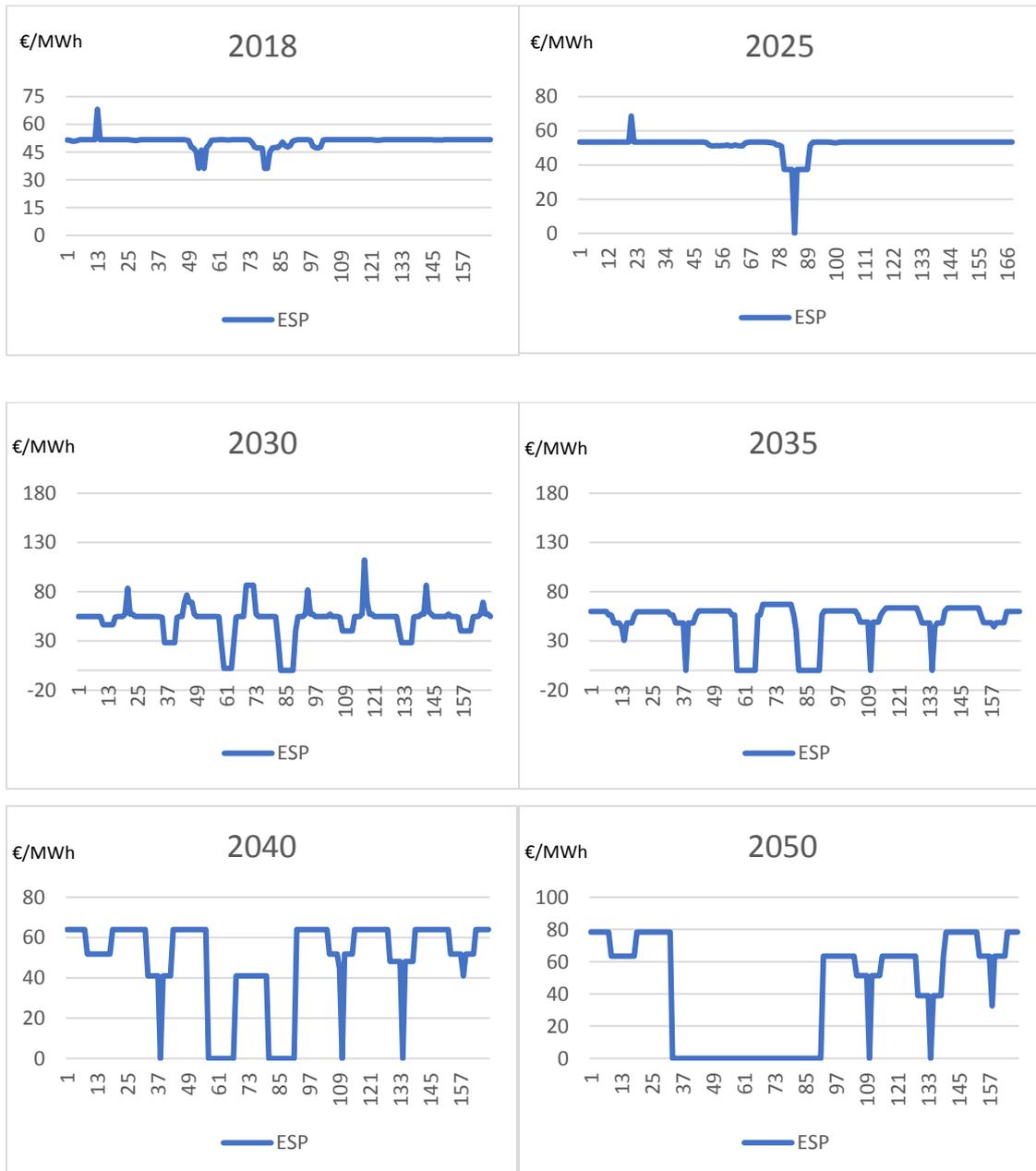


Figura 55: Perfiles de precios horarios de energía. Escenario Base 100% Renovable.

Escenario Base Convencional:

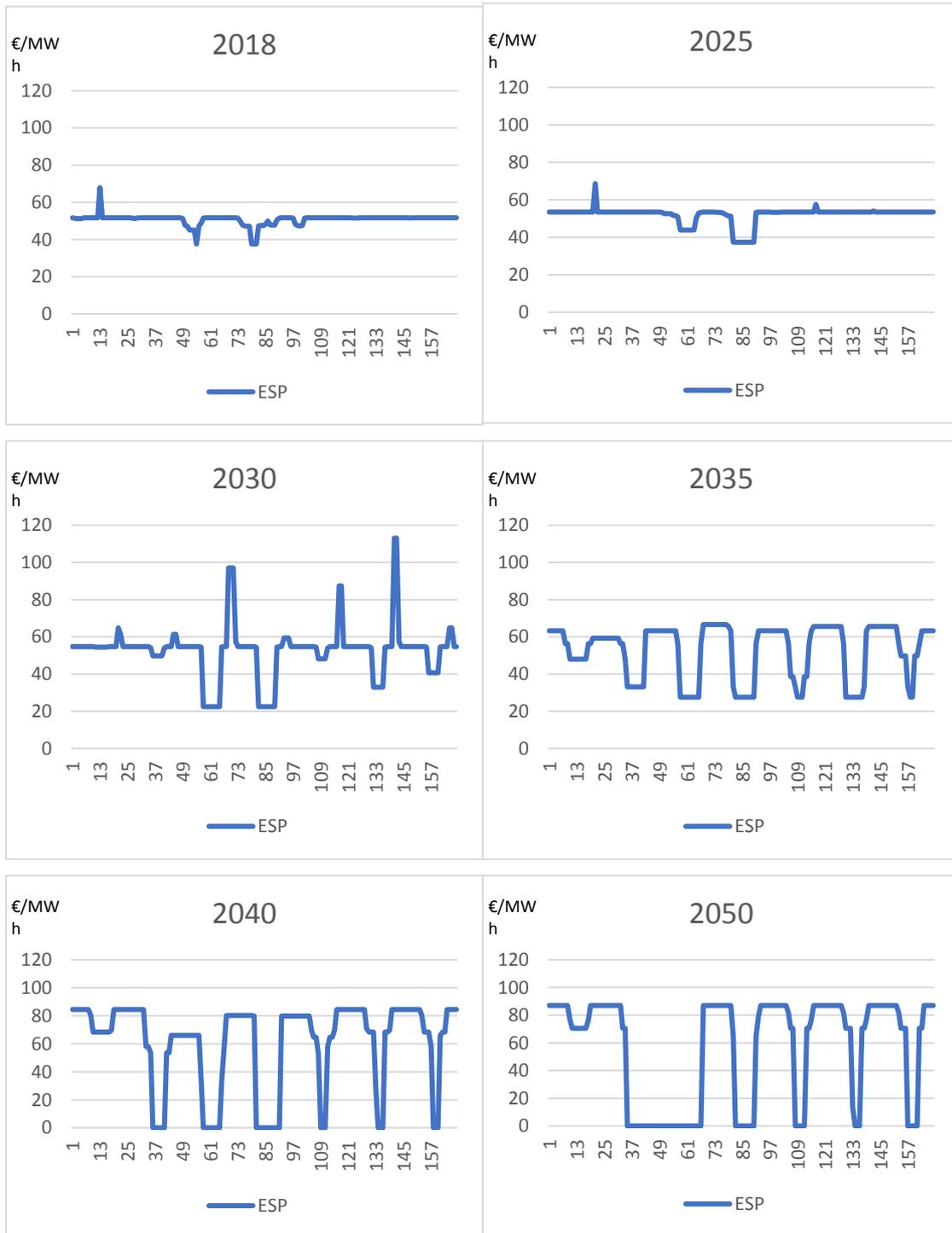
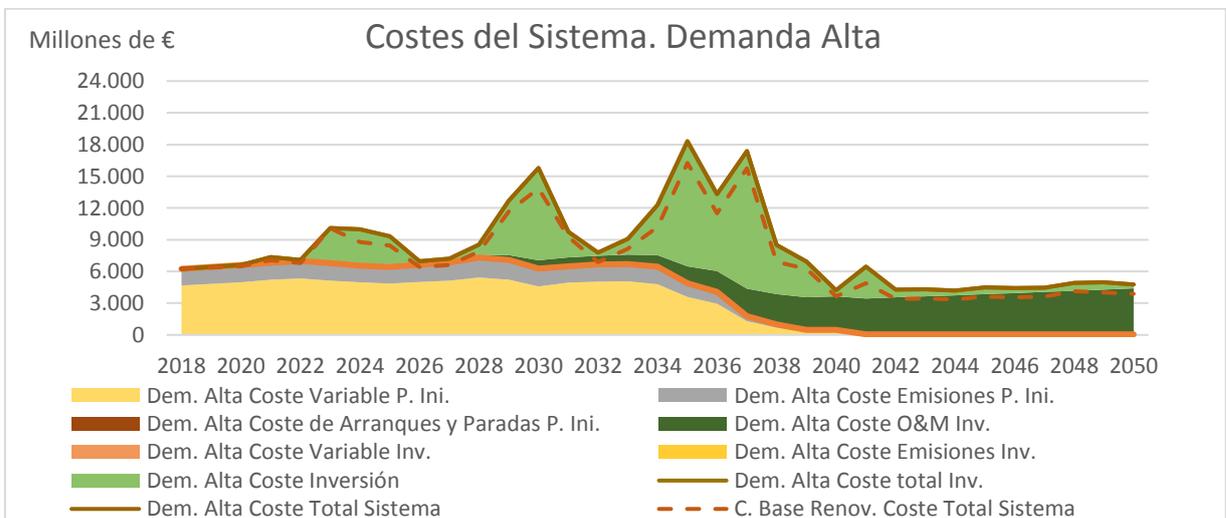
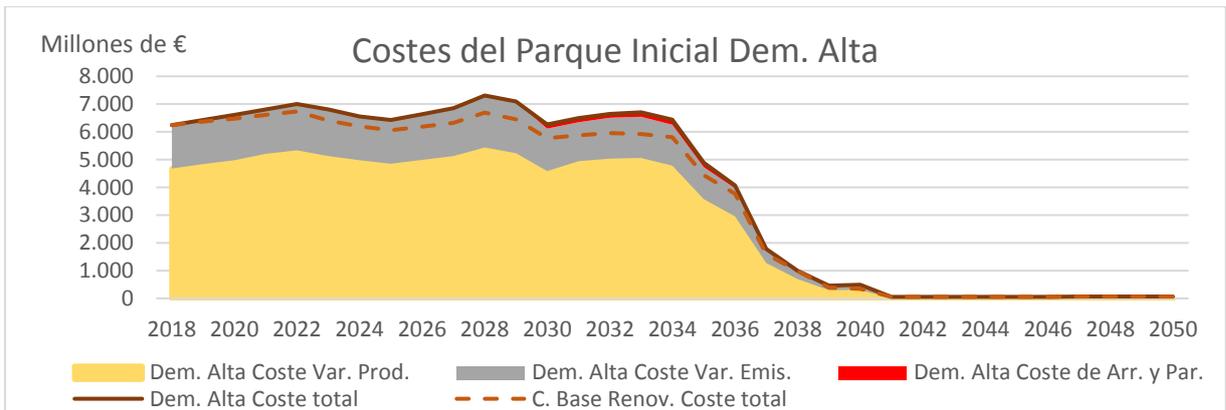
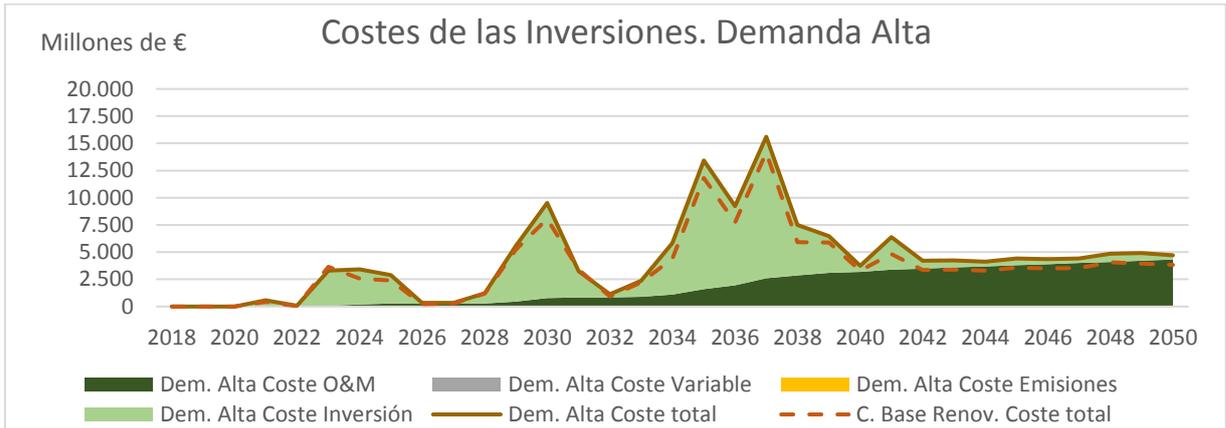


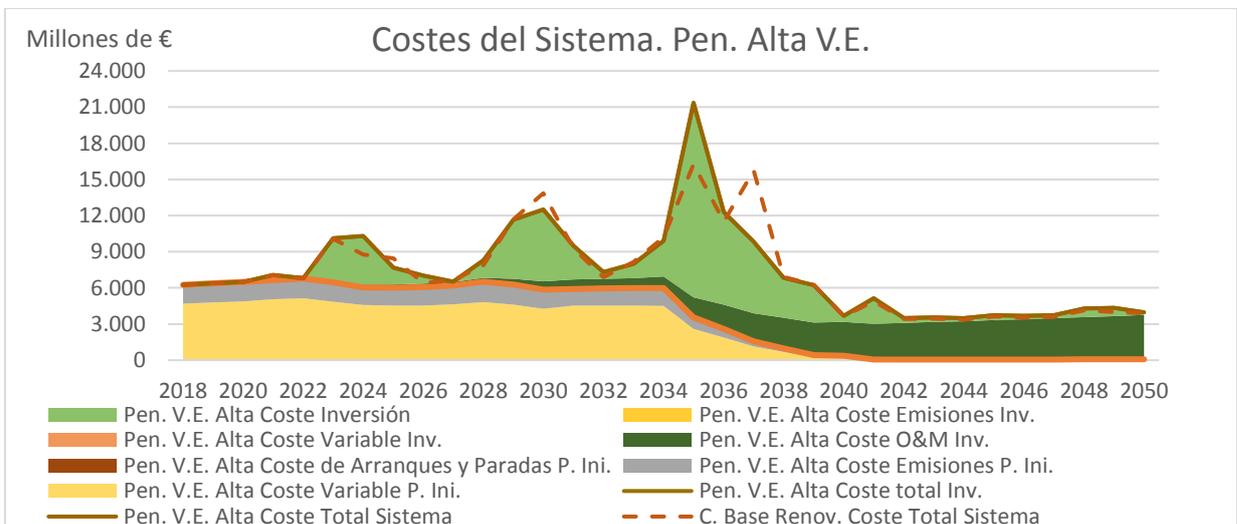
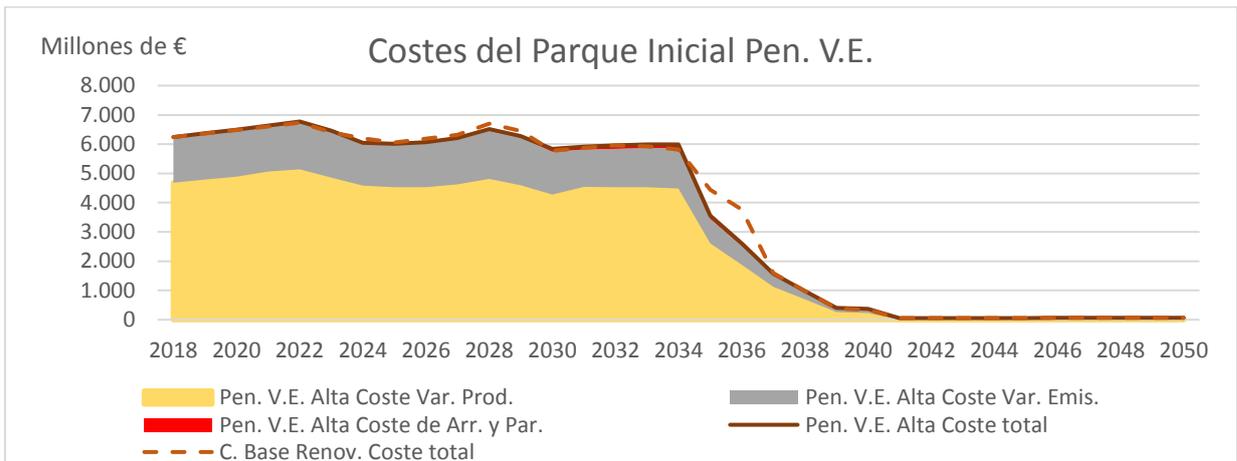
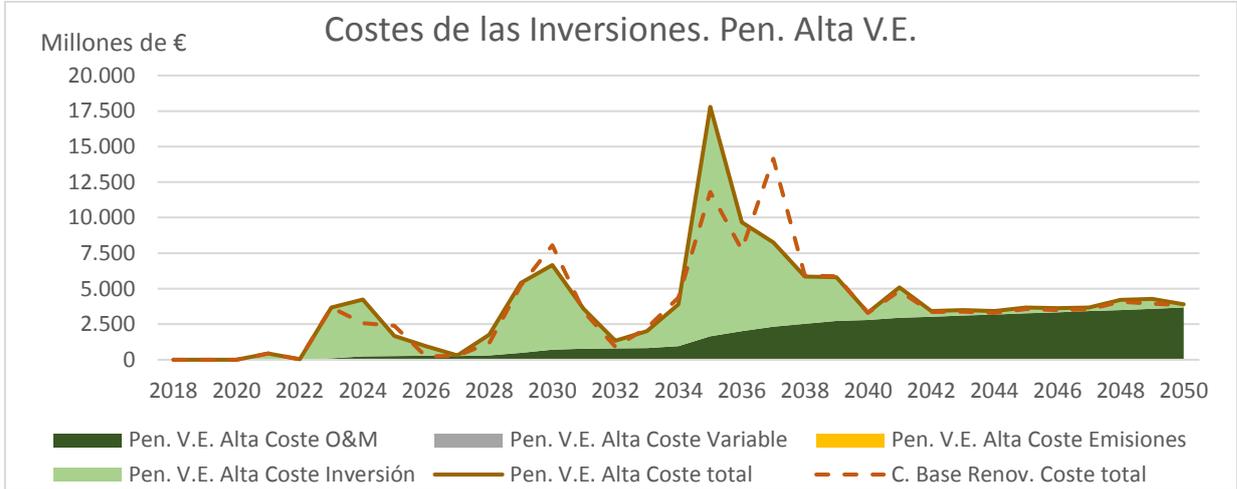
Figura 56: Perfiles de Precios horarios de energía. Escenario Base Convencional

COSTES DESGLOSADOS EN ESCENARIOS RENOVABLES

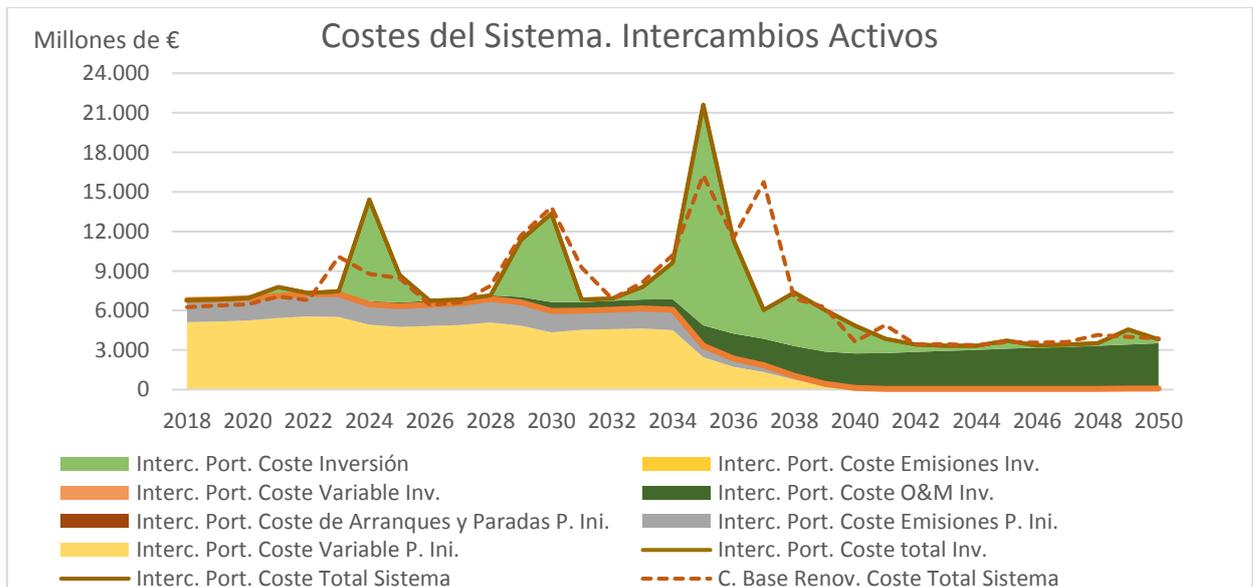
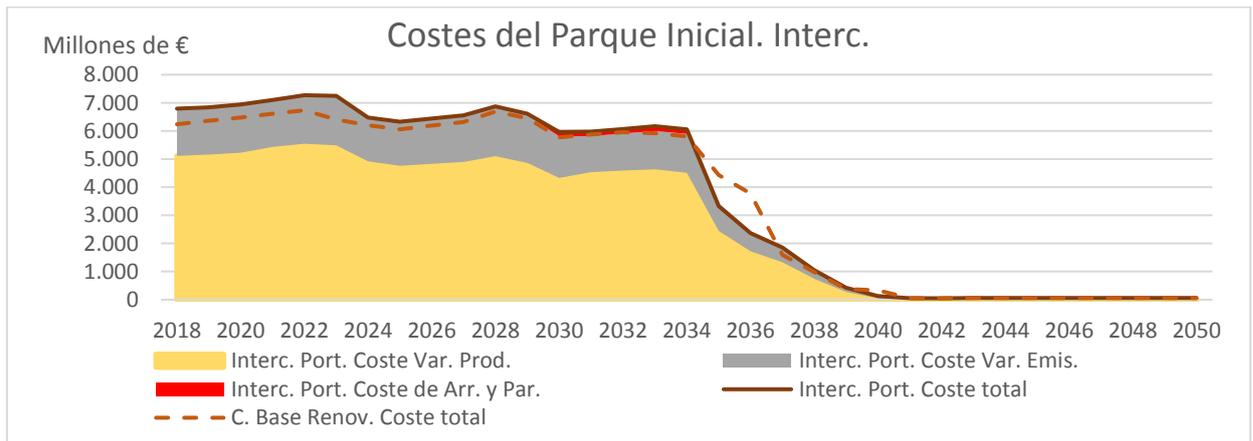
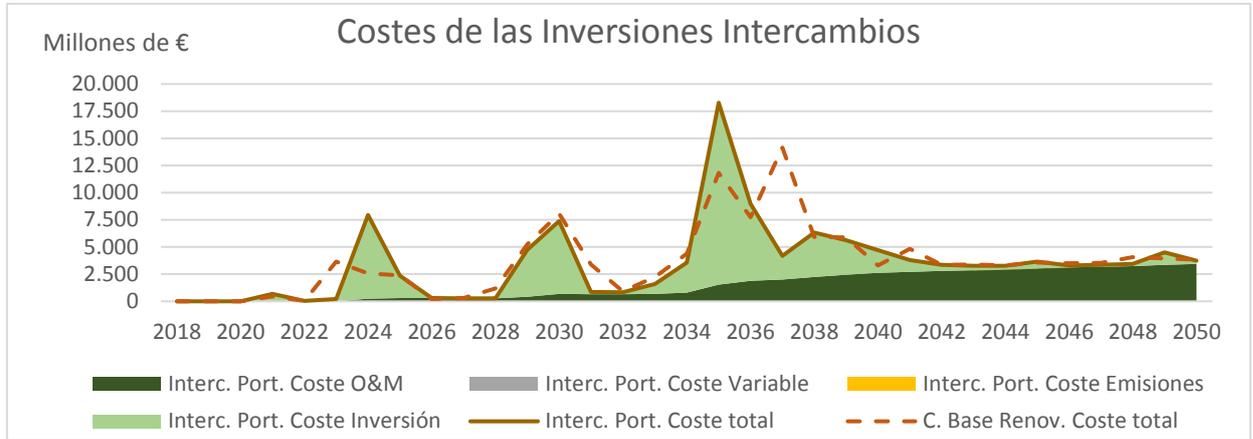
Escenario Renovable Demanda Alta:



Escenario Renovable Penetración Alta de Vehículo Eléctrico:

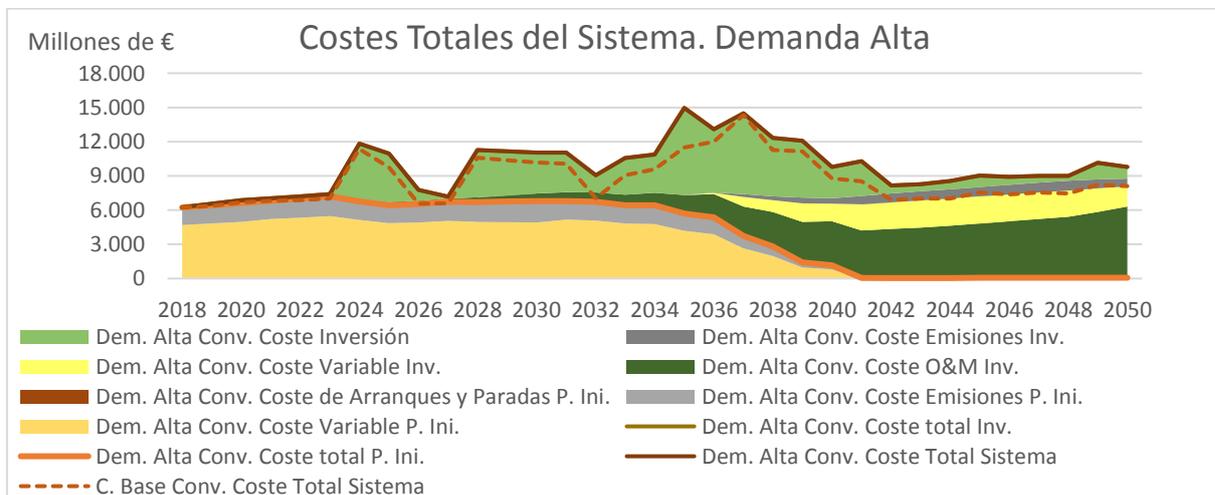
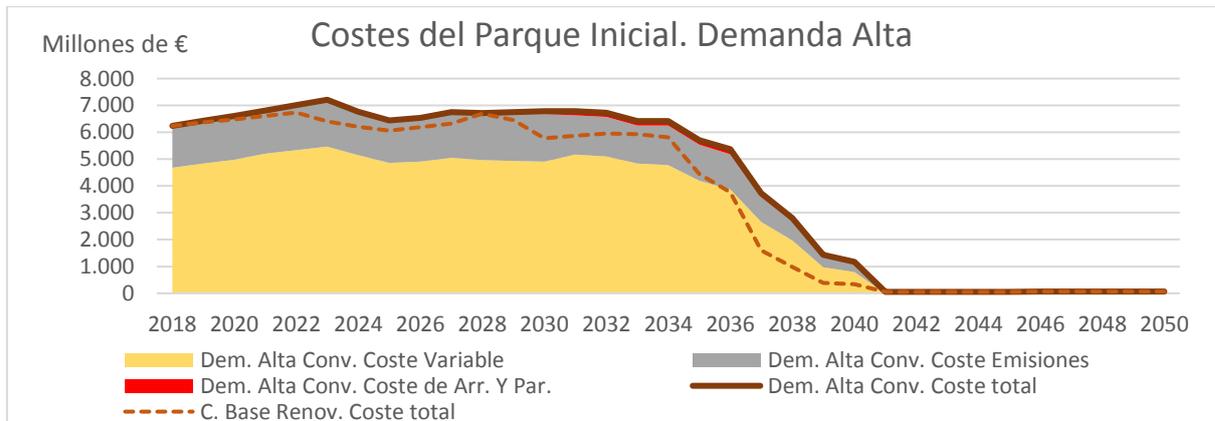
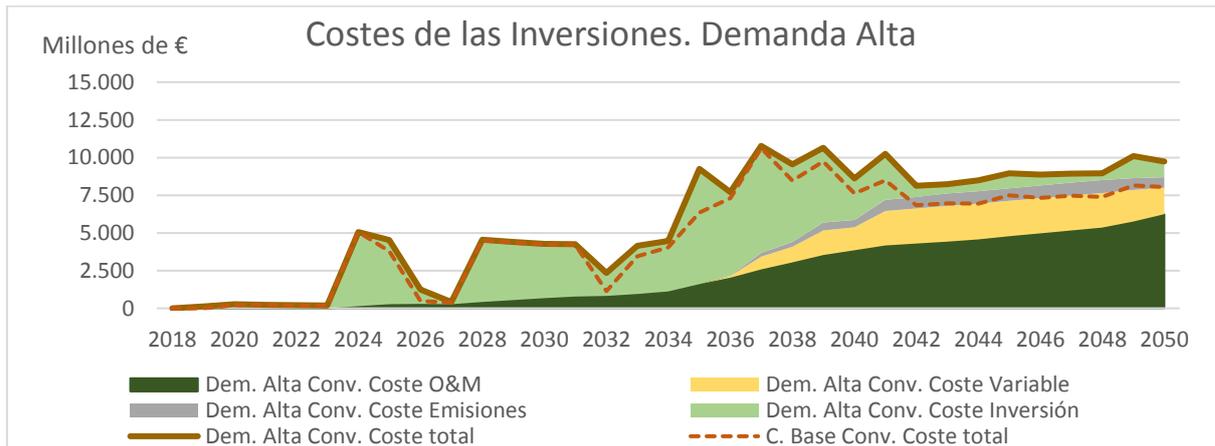


Escenario Renovable Intercambios Activos con Portugal:



COSTES DESGLOSADOS EN ESCENARIOS CONVENCIONALES

Escenario Convencional Demanda Alta:



Escenario Convencional Intercambios Activos con Portugal:

