

Proyecto fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Uso herramienta FlexTool para el horizonte
del sector eléctrico español 2030

Autor: Patricia Sierra Franco

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

**Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2020



Proyecto fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Uso herramienta FlexTool para el horizonte del sector eléctrico español 2030

Autor:

Patricia Sierra Franco

Tutor:

Juan Manuel Roldán Fernández

Profesor Ayudante Doctor

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

Sevilla, 2020

Proyecto fin de Máster: Uso herramienta FlexTool para el horizonte del sector eléctrico español 2030

Autor: Patricia Sierra Franco
Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

Resumen

En la actualidad cada vez es más necesario que un mayor número de investigadores y empresas dediquen su tiempo a realizar buenas predicciones a futuro de los sistemas energéticos, debido al enorme crecimiento de la población y al incremento de sus necesidades de energía, para poder disponer de una buena planificación. Existe una rápida y continua evolución de los sistemas de generación de energía, y por ello cada vez surgen más herramientas diseñadas para dichos análisis y mayor interés con respecto a los mismos.

Es necesario, junto a ello, lograr un futuro lo más seguro y eficiente posible en lo que a energía se refiere, y por ello la existencia de herramientas de libre uso, como la que se usará en este trabajo, es algo imprescindible en dicho desarrollo.

La finalidad de este trabajo será el aprender el manejo de la herramienta FlexTool, desarrollada por IRENA (International Renewable Energy Agency) en octubre de 2018, realizando un estudio del panorama energético español de 2030. Con dicha herramienta se partirá del panorama energético español del 2017 y, a través de las predicciones para el año 2030, se simularán varios escenarios según diferentes criterios de mejora. Con ello se analizará el estado del sistema eléctrico en términos de pérdida de carga, recorte de renovables y costes, junto a más parámetros que se irán mencionando en el trabajo. Una vez realizado dicho estudio se comprobarán los beneficios que, a priori, podría traer un mayor y mejor uso de los sistemas de almacenamiento y las interconexiones.

Abstract

Nowadays, it is increasingly necessary for a greater number of researchers and companies to dedicate their time to make good predictions for the future of energy systems, due to the enormous growth of the population and the increase in their energy needs, in order to have access to good planning. There is a quick and continuous evolution of the power generation systems, and because of this, more and more tools are designed for the mentioned analyses and a greater interest in them.

Along with this, it is necessary to achieve a future that is as safe and efficient as possible in terms of energy, and therefore, the existence of free-use tools, such as the one that will be used in this project, is something essential in the development of such.

The purpose of this work will be to learn how to use the tool FlexTool, developed by IRENA (International Renewable Energy Agency) in October 2018, carrying out a study of the Spanish energy panorama of 2030. With this tool, using the Spanish energy panorama of 2017 as a starting point and through the predictions for the year 2030, various scenarios will be simulated according to different improvement criterias. The state of the electrical system will be analysed in terms of loss of charge, cut in renewables and costs, along with more parameters that will be mentioned in the project. Once this study has been carried out, the benefits that could bring a greater and better use of storage systems and interconnections will be checked.

Índice

<i>Resumen</i>	I
<i>Abstract</i>	III
<i>Notación</i>	VII
1 Herramienta IRENA: FlexTool	1
1.1 Objetivos del trabajo	1
1.2 Introducción a la herramienta: Flextool	1
1.2.1 Ventajas de FlexTool	1
1.2.2 Datos necesarios para su funcionamiento	4
Requisitos de los datos de entrada	5
Estructura de los datos de entrada	5
1.2.3 Resultados proporcionados por la herramienta	8
1.2.4 Visualización de la herramienta	10
Archivo datos entrada	10
Archivo resultados	15
Archivo master	20
1.2.5 Ecuaciones matemáticas	21
1.3 Casos reales de aplicación de FlexTool	24
1.3.1 Colombia	25
1.3.2 Uruguay	30
2 Datos de partida casos estudio	36
2.1 Datos de entrada	36
2.2 Simplificaciones	49
3 Escenarios de partida: año 2017	52
3.1 Panorama español 2017	52
Demanda	52
Generación	53
Intercambios internacionales	55
3.2 Escenarios 2017	56
3.2.1 Caso A 2017	58
3.2.2 Caso B 2017	60
4 Estudio energético 2030	62
4.1 Panorama energético esperado para 2030	62

4.1.1	Combustibles	62
4.1.2	Demanda	63
4.2	Caso base 2030, sin modificaciones	67
	Resultados obtenidos	68
	Costes	71
	Comparativa entre verano e invierno con respecto a la penetración de renovables	72
4.3	Nuevos escenarios	74
4.3.1	Aumento de las interconexiones SP-FR	74
4.3.2	Incremento del almacenamiento en España	79
	Incremento de la potencia instalada en bombeos en un 15%	80
	Incremento de la potencia instalada en bombeos en un 15% + instalación batería	82
4.3.3	Incremento de la capacidad renovable instalada en España	84
	Incremento en un 15% de la potencia instalada en bombeos	86
	Incremento en 4.5 GW de la interconexión entre SP y FR	88
	Combinación de los dos escenarios previos	90
4.3.4	Eliminación de las centrales de carbón, las centrales nucleares y ambas simultáneamente en España	92
4.3.5	Incremento del almacenamiento en Francia	95
5	Conclusiones y trabajos futuros	99
5.1	Conclusiones	99
5.1.1	Herramienta FlexTool	99
5.1.2	Resumen de resultados	99
5.1.3	Limitaciones del estudio	101
5.2	Trabajos futuros	101
Apéndice A	Casos simples usando la herramienta FlexTool	103
A.1	Nudo único con generación térmica y demanda	103
A.2	Nudo único con generación térmica, demanda y reservas	104
A.3	Nudo único con generación térmica, demanda y exportaciones	105
A.4	Nudo único con generación térmica, demanda e importaciones	105
A.5	Nudo único con generación mixta y demanda	106
A.6	Dos nudos conectados, con importaciones	106
A.7	Dos nudos conectados, sin importaciones	107
	<i>Índice de Figuras</i>	109
	<i>Índice de Tablas</i>	112
	<i>Bibliografía</i>	114

Notación

RV/VRE	Renovable
LOL	Pérdida de carga
Curtaiment	Recorte de renovales
ERV	Energía renovable variable
CC	Ciclo combinado
SP	España
FR	Francia
PT	Portugal

1 Herramienta IRENA: FlexTool

1.1 Objetivos del trabajo

La intención de este proyecto aprender el uso de la herramienta de software libre FlexTool, desarrollada por IRENA en 2018, realizando para ello un estudio de viabilidad del sistema eléctrico español para el 2030, en contraposición con el sistema actual (representado por el año 2017). Actualmente es la única herramienta pública y de libre acceso que realiza tanto la expansión de la capacidad como el despacho económico con un enfoque en la flexibilidad del sistema eléctrico. El trabajo mencionado es necesario para valorar la fiabilidad de la herramienta desarrollada, modelando el sistema que se pretende alcanzar, incluyendo una gran cantidad de energía generada por fuentes renovables, e intentando depender lo menos posible de generadoras térmicas. La herramienta utilizada es gratuita y es capaz de realizar despacho económico y hacer un posterior estudio de las inversiones, para valorar las posibles mejoras que podrían realizarse al sistema.

Se llevarán a cabo diversas simulaciones de escenarios, tanto para 2017 como para 2030, así como casos más simples al inicio, para poder valorar la fiabilidad y flexibilidad del sistema, realizando algunas simplificaciones que serán comentadas a posteriori. El objetivo final del trabajo es mostrar el funcionamiento de la herramienta realizando el análisis de los escenarios mencionados y mostrando los resultados que proporciona la misma, y obtener conclusiones someras a futuro de ellos de hacia dónde debería dirigirse el sistema eléctrico.

1.2 Introducción a la herramienta: Flextool

1.2.1 Ventajas de FlexTool

La herramienta FlexTool es una herramienta con un enorme detalle, pero con facilidad de uso en comparación, que pretende analizar no sólo el tradicional concepto de la flexibilidad, sino también otras tecnologías innovadoras que enriquecen el concepto de flexibilidad, como la demanda flexible y el almacenamiento de energía.

Una de las principales necesidades de un sistema eléctrico es mantener el balance generación-demanda en todo momento. La mencionada flexibilidad del sistema se refiere a que dicho sistema tenga capacidad de responder tanto a cambios esperados como inesperados en la demanda y la generación. También se define como la capacidad de un sistema eléctrico para hacer frente a la variabilidad e incertidumbre que la energía solar y eólica introducen en diferentes escalas de tiempo, desde el muy corto hasta el muy largo plazo, al evitar el vertido de energía de estas fuentes de energía renovable variable (ERV) y abastecer de forma fiable toda la demanda energética del cliente. Es decir, un sistema de potencia puede ser considerado flexible si puede, en cualquier momento y de una manera económica y fiable:

- Suplir a los picos de demanda sin presentar pérdidas de carga. Dicha pérdida de carga es un término que se refiere al momento en el cual el consumo o demanda y la generación no consiguen casar, provocando así la existencia de demanda no suplida. Esto puede provocar grandes problemas de seguridad al sistema, además de cortes de energía.
- Mantener el balance generación-demanda y asegurar la disponibilidad de capacidad necesaria para subir y bajar generación, disponer de suficiente disponibilidad de la misma de arranque rápido y tener la capacidad de operar correctamente durante cargas bajas.
- Tener suficiente capacidad de almacenamiento de energía para compensar los períodos que presentan gran generación renovable y los períodos contrarios, pero que presenten mucho consumo. En el caso contrario, los períodos con mucha generación renovable podrían presentar lo que se llama el recorte de renovables. Dicho recorte es una reducción en la cantidad de energía generada por la generación renovable, causada por un exceso de la generación frente a la demanda. Si no se dispone del almacenamiento necesario, dicha energía no puede almacenarse ni ser suministrada, por lo que se pierde.
- Incorporar herramientas de ajuste de demanda para responder a momentos de escasez o exceso de generación.
- Tener la capacidad de mitigar posibles eventos que podrían desestabilizar el sistema a través del mantenimiento de unos adecuados servicios auxiliares.
- Tener un buen diseño de mercado sin ineficiencias.

La herramienta de FlexTool permite afrontar el estudio desde dos puntos de vista diferentes, realizando un clásico despacho económico para conocer el estado del sistema, y/o realizando un estudio de inversiones en sistemas de generación y/o almacenamiento de energía. Dichas funciones serán explicadas en detalle a lo largo de este capítulo.

El horizonte de trabajo de dichas herramientas va de un año a dos años, y con dicho horizonte pueden optimizar simultáneamente las operaciones del sistema y su capacidad de expansión usando un solver LP. En el caso concreto del proyecto en curso sólo se trabajará con el despacho económico, ya que el uso del apartado de inversiones implicaba más tiempo de trabajo del cual no se disponía. Se aplaza para futuros trabajos, ya que se trata de una herramienta muy interesante de conocer y dominar, puesto que es capaz de identificar un mix de generación más eficiente y económico para el sistema, y solucionar con ello posibles problemas de flexibilidad.

La herramienta FlexTool está capacitada para analizar las operaciones del sistema usando un time step representativo de la realidad, ya que es capaz de usar una hora o menos. Sin embargo, FlexTool no estudia el muy corto plazo (escala de tiempo de segundos/subsegundos), y, aunque esto también es relevante para la flexibilidad del sistema, requiere de otro tipo de análisis.

La interfaz de la herramienta consta de una hoja de Excel, resultando así muy visual para el usuario, con unos conjuntos de datos pre cargados. Como ya se ha comentado, es una herramienta de optimización que puede realizar estudios de expansión más económicos a largo plazo (invirtiendo en fuentes de flexibilidad y otras tecnologías de generación) y simulaciones de despacho económico en el corto plazo.

En la Fig. 1.1, se puede observar de una forma general el funcionamiento de FlexTool [1].



Figura 1.1 Funcionamiento general de FlexTool.

Aunque no se vaya a llevar a cabo ningún estudio de inversiones en el trabajo en curso, se muestra en la Fig. 1.2 a modo explicativo un esquema para comprender el funcionamiento de la herramienta en modo inversión, obtenido del pdf que proporciona IRENA para el manejo de la herramienta [1].

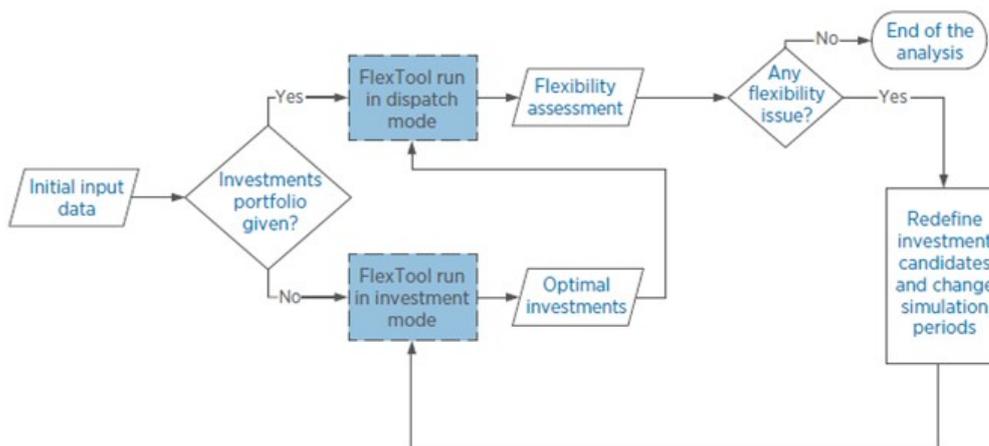


Figura 1.2 Modo inversión.

La hoja de resultados que genera la herramienta presentará los resultados principales y resaltará los posibles problemas de flexibilidad que presente el sistema con la generación correspondiente, además de proporcionar soluciones a dichos problemas, en el caso del modo inversión. Se mostrarán a continuación los resultados que proporciona, pero cabe destacar que otorga una amplia cantidad de ellos, como pueden ser costes, uso inteligente de los sistemas de almacenamiento y de las unidades de generación y problemas de pérdida de carga y recorte de renovables.

A continuación, en las Fig. 1.3 y 1.4 se muestra una vista general del proceso de modelado que realiza la herramienta FlexTool.

Una de las muchas posibilidades de uso que podría tener dicha herramienta pasaría por estudiar el sistema en condiciones normales, para luego comprobar cómo reaccionaría dicho sistema ante un evento inesperado, como por ejemplo la subida del precio del gas o la llegada de un año muy seco, con la pérdida de generación hidráulica que ello conlleva. Una vez el escenario para un año normal funcionase de la manera esperada, el usuario podría, de una forma simplificada, simular diferentes escenarios para anticiparse a dichos hechos. Hay infinidad de casos que podrían ser simulados, como el cierre de alguna central de generación en funcionamiento.

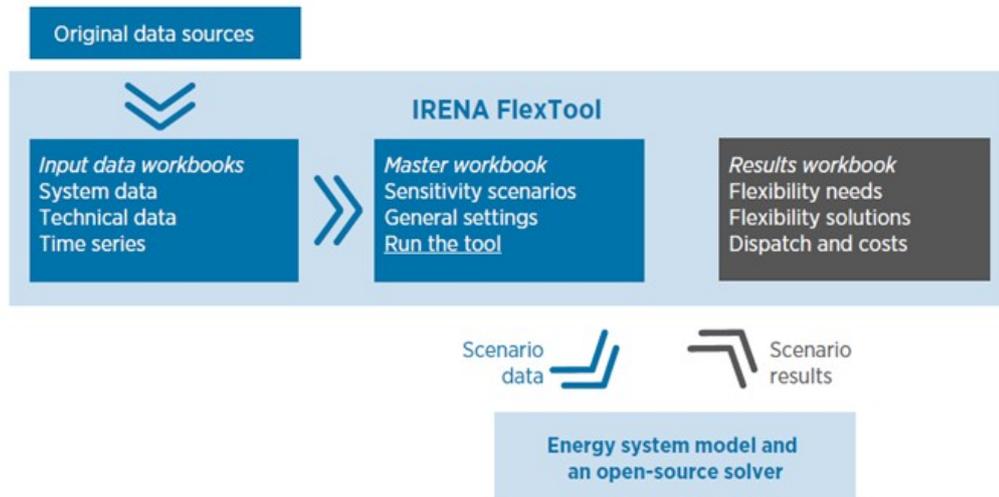


Figura 1.3 Proceso FlexTool.

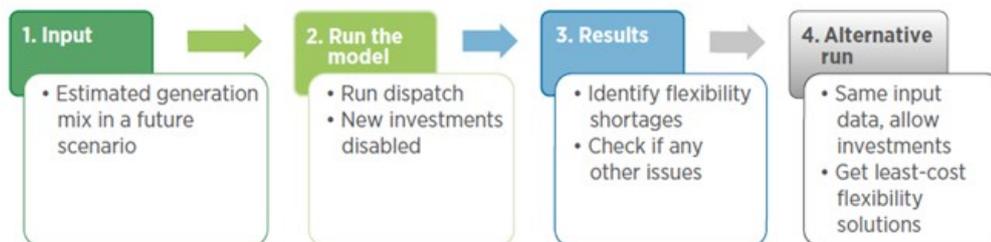


Figura 1.4 Proceso de modelado.

Evidentemente, en el caso de una herramienta gratuita como FlexTool, ciertas simplificaciones son necesarias. Se comentan algunas de ellas a continuación:

- FlexTool simplifica el DC-OPF modelando la red de transporte de una forma más sencilla, considerando las líneas de transporte entre nudos como “tuberías” que transfieren una cantidad máxima de energía. Con esta aproximación todas las líneas de transporte presentan un flujo controlable de energía y la variación de flujo en una línea no afectará a las demás. Además de ello, las pérdidas en las líneas de transmisión son consideradas lineales, calculadas como un porcentaje del flujo de la energía circulante.
- Se recomienda un agregado de las centrales eléctricas por tipo, caracterizada por los parámetros técnicos más relevantes. Las unidades individuales también se podrían modelar, pero supondría un gran incremento en los tiempos de cálculo.
- No se considera el mantenimiento ni los cortes en las centrales eléctricas.
- La herramienta no estudia las cuestiones relacionadas con el muy corto plazo (escala de segundos/subsegundos), como la estabilidad o la tensión.

1.2.2 Datos necesarios para su funcionamiento

Como requerimiento principal para la realización de simulaciones en este tipo de herramientas está el disponer de los datos necesarios para ello y de la forma en la cual la herramienta pueda entenderlos para poder trabajar con ellos correctamente. A continuación, se muestran las necesidades al respecto

que presenta FlexTool.

Requisitos de los datos de entrada

El primer paso en los estudios de flexibilidad es la obtención de los datos de entrada. Según palabras de los desarrolladores de la herramienta, esta es la parte que más tiempo consume del estudio debido a la a menudo escasa disponibilidad de datos y a la dificultad que presenta el conseguir obtenerlos. Para los estudios realizados por IRENA, la colaboración del país a estudio es crucial para el éxito del caso estudiado, ya que será el encargado de proporcionar unos datos completos y fiables.

Las entradas requeridas son, dicho brevemente: demanda, parque de generación, datos hidrológicos, series temporales de ERV, interconexiones y costes de combustible. Si el sistema analizado se divide en nudos diferentes, se requieren datos de transmisión, divididos por nudo, además de los datos mencionados.

Para poder disponer de una visión general del funcionamiento, se puede observar en la Fig. 1.5 un resumen de los datos necesarios para realizar un estudio con FlexTool:

Datos del sistema (anual, por nudo)
Demanda, importaciones, pérdidas y margen de capacidad
Transmisión de electricidad (por nudo)
Capacidades de transmisión e interconexión
Datos de capacidad de generación (por nudo)
Capacidad instalada, datos técnicos de generadores, capacidad de los embalses
Datos de series temporales (8760 valores por hora, por nudo)
Demanda de electricidad, aportes hídricos, generación de energía eólica y solar fotovoltaica (FV), demanda de otros sectores (por ejemplo, calor)
Datos de combustibles
Precio de combustibles y tasa de emisión

Figura 1.5 Datos de entrada requeridos.

El modelo utiliza programación lineal y está escrito en GNU MathProg. FlexTool incluye en su modelo un conjunto de restricciones matemáticas que simulan las restricciones técnicas reales de los sistemas de energía. Estas restricciones incluyen el balance de energía, los requisitos de reserva, las restricciones de rampas, las restricciones de carga mínima, restricciones de transferencia y conversión, y una restricción en la cuota máxima de generaciones/importaciones asíncronas.

En la Fig. 1.6 se observa de una forma general lo mostrado en la tabla previa, es decir, los requerimientos de datos de entrada de la herramienta (color negro) y las variables del modelo, por ejemplo, las salidas (color rojo).

Estructura de los datos de entrada

Para comprender mejor la estructura que presentan los datos de entrada que exige FlexTool, se observa que pueden ser clasificados en ocho categorías principales:

- Datos de nudo (anual)
- Datos de series temporales (horario, por ejemplo, aunque podría ser inferior)
- Datos de generación de cada unidad

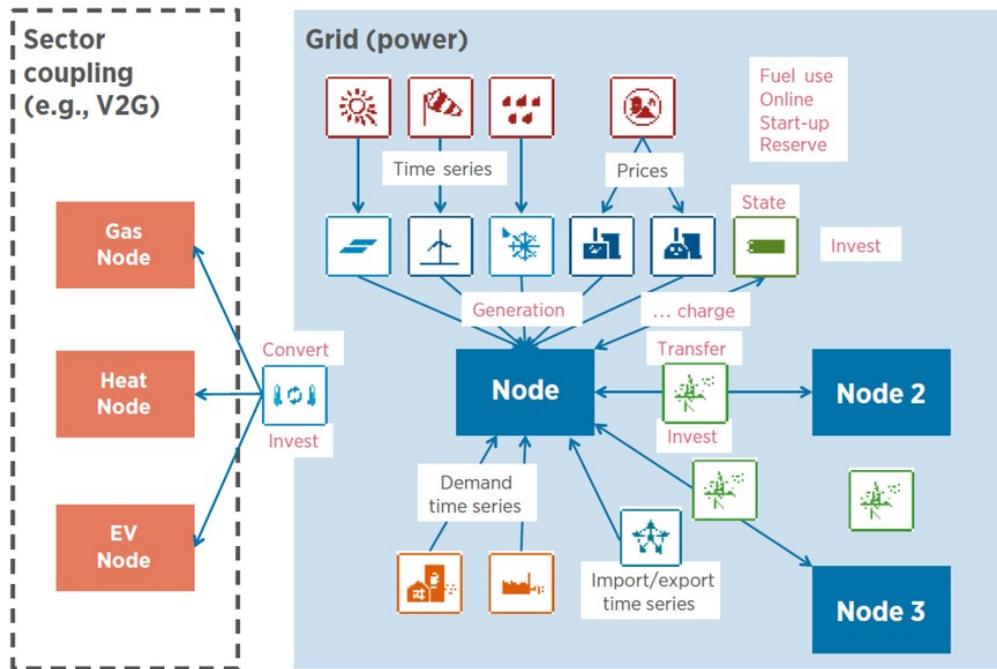


Figura 1.6 Datos y variables del modelo.

- Datos de las unidades de almacenamiento
- Datos de combustible
- Datos de interconexiones (entre dos nudos)
- Datos Master (cambian el comportamiento del modelo)
- Datos de escenario (redefine los datos del caso base para otro escenario)

A continuación, se muestran dichas categorías con mayor detalle.

Datos de nudo: se refieren a los datos específicos para cada nudo. Cada nudo requiere los siguientes datos de entrada:

- Demanda anual (MWh/año)
- Importaciones anuales (MWh/año)
- Margen de capacidad (MW)
- Máxima cuota de generación asíncrona
- Reservas

Datos de series temporales: definen el comportamiento temporal del sistema estudiado. Normalmente los datos de series temporales son para cada hora del año. Consisten en:

- Demanda de energía de cada nudo
- Importaciones netas de energía de regiones que no están modeladas de ninguna otra forma
- Generación de energía eólica por unidad de generación

- Generación de energía solar por unidad de generación
- Generación de energía hidráulica por unidad de generación
- Requisito de reserva a subir (MW)
- Periodos de tiempo representativos para la fase de expansión de capacidad

Datos de las unidades de generación/almacenamiento: definen las características para los diferentes tipos de unidades. La plantilla del archivo de datos de entrada proporciona datos de tipo de unidad genéricos, pero pueden ser ajustadas para el caso de estudio en cualquier momento.

Datos de unidad de generación: se utilizan para categorías más amplias (por ejemplo, carbón, turbina de gas de ciclo abierto, turbina de gas de ciclo combinado, petróleo o viento) o más concretas. Cada unidad debe seguir los presentar los siguientes parámetros:

- Debe estar conectada con una red de energía y un nudo donde la unidad está localizada
- Capacidad instalada (MW)
- Capacidad máxima de inversión (MW)
- Conectar la unidad con una fuente de combustible, con una serie de entrada (MW/h) o con un factor de capacidad (cf)

Datos de unidad de almacenamiento:

- Red y nudo donde está conectado
- Capacidad de almacenamiento (MW)
- Capacidad máxima de inversión (MW)
- Estado inicial y final de la unidad de almacenamiento

Datos de combustible:

- Precio (€/MWh)
- Contenido de CO₂

Datos de interconexión:

- Capacidad instalada (MW)
- Capacidad para invertir (MW)

Datos master: define parámetros comunes para el modelo en conjunto y define cómo se comporta el modelo:

- Coste CO₂ (€/Ton)
- Penalización por pérdida de carga (€/MWh)
- Penalización por recorte de renovable (€/MWh)

- Penalización por falta de capacidad de generación (€/MWh)
- Penalización por falta de reserva (€/MWh)
- Duración de la serie temporal en años
- Duración de cada paso temporal en la serie temporal, en minutos
- Duración de la reserva, en horas
- Uso del margen de capacidad, con valores 0/1 (modo inversión)
- Uso de las restricciones de rampa, con valores 0/1
- Uso de las restricciones de generación asíncrona, con valores 0/1
- Uso del modo despacho económico, con valores 0/1
- Uso del modo inversión, con valores 0/1

Uno de los problemas que podría presentar la herramienta para casos complejos es el tiempo de ejecución, ya que para dichos casos el mismo es excesivo. Este problema se soluciona al permitir la opción de elegir tramos representativos de los datos de entrada, para simular un sistema más pequeño. La optimización de despacho económico en principio debe ser capaz de usar series temporales grandes en la mayoría de los casos, pero la optimización con inversión en un sistema complejo puede a veces requerir el uso de periodos seleccionados. En la mayoría de los casos el modelo será ejecutado para un año con resolución temporal, pero el periodo temporal puede ser acortado o expandido usando periodos preseleccionados. De esta forma se puede acelerar el proceso de ejecución de la herramienta, sin perder una resolución óptima, ya que FlexTool realiza un escalado de los tramos temporales que desconozca para proporcionar resultados del año completo estudio.

Se puede observar en la Fig. 1.7 un ejemplo de una selección de periodos representativos basados en la demanda y en la penetración de generación renovable:

Para mayor información se muestra la Fig. 1.8, en la cual se muestra el tiempo de resolución del modelo de despacho económico (derecha del eje y) para diversos tamaños de escenarios expresados por el número de unidades y conexiones entre los nodos (izquierda del eje y):

Se puede observar que, para un número de nudos no tan elevado, como pueden ser 10 nudos, con 30 conexiones entre ellos, el tiempo de simulación alcanza los 30 minutos, tiempo que no resultaría válido para este trabajo. Por ello se decidió realizar una simulación muy esquematizada del país y los países vecinos.

1.2.3 Resultados proporcionados por la herramienta

Los resultados que proporciona la herramienta, entre otras, incluyen las necesidades de flexibilidad (usando la carga de la red y las rampas de subida y bajada), el total de costes del sistema, inversiones óptimas, si aplica (incluyendo nuevas formas de flexibilidad), el despacho económico óptimo, el recorte de renovables y el incumplimiento de las restricciones.

La herramienta FlexTool realiza el despacho económico y muestra si existe algún problema con las necesidades de flexibilidad, en particular con el balance de energía, y utilizando toda la energía renovable posible, que es la motivación final de la herramienta.

En la hoja de resultados que proporciona FlexTool se pueden encontrar las siguientes secciones:

- Resultados generales: muestra el porcentaje de pérdida de carga de toda la demanda, el recorte de renovables de toda la generación y la falta de reserva del total de reserva demandada.

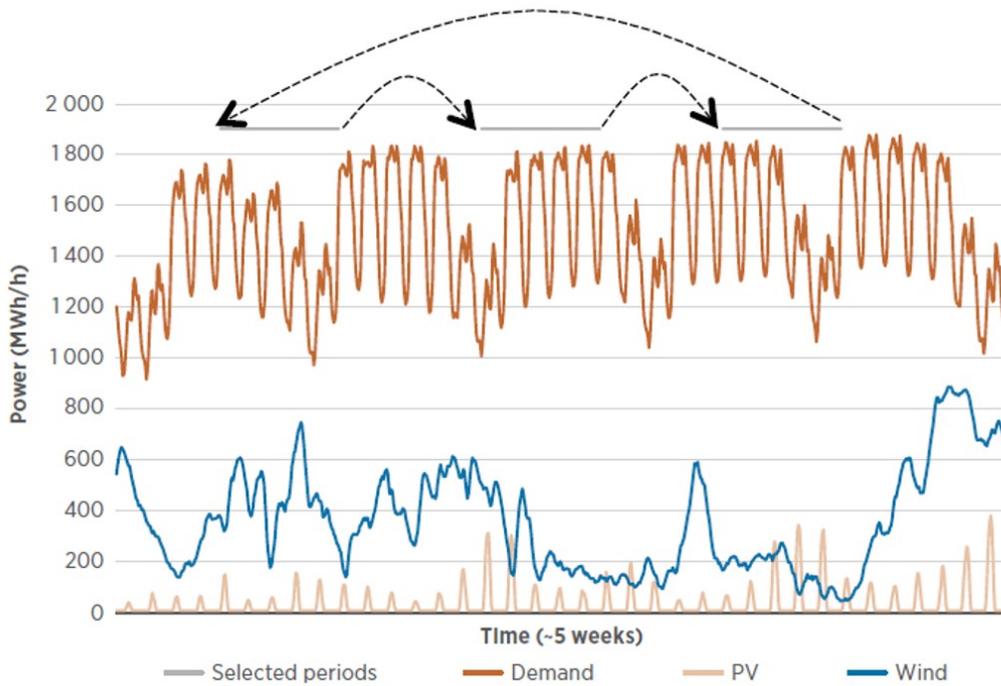


Figura 1.7 Selección de periodos representativos.

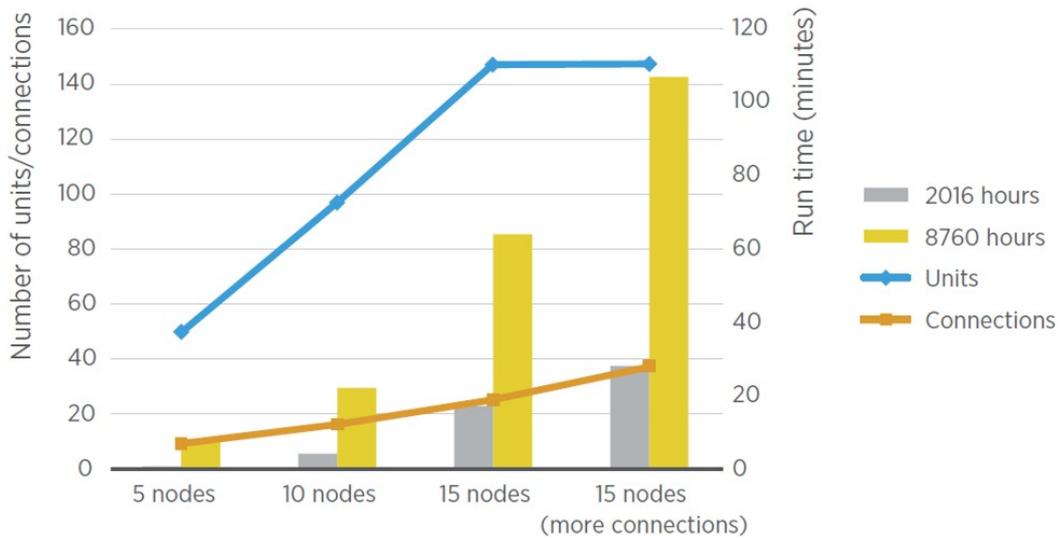


Figura 1.8 Tiempos de resolución.

- Problemas de flexibilidad: muestra en mayor detalle lo previamente mencionado en resultados generales, en potencia y energía.
- Balance de energía: muestra el consumo de energía como negativo y la energía generada como positivo. El sumatorio debe ser siempre cero (la pérdida de carga es considerada como valor positivo ya que reduce el consumo de energía).
- Costes: distingue los costes en costes de operación, de inversión, fijos anuales y costes de penalización.

- La hoja de resumen también muestra el porcentaje de utilización (%), capacidad (MW) y generación (TWh) para cada unidad de generación e interconexión.

En la Fig. 1.9 se muestra el resumen de resultados obtenidos de la herramienta:

Indicadores de flexibilidad	
Energía no suministrada (teravatios-hora [TWh] y %)	Vertido de ERV (TWh y %)
Insuficiencia de reservas (megavatios [MW])	Insuficiencia de capacidad (MW)
Vertido hidráulico (TWh)	
Despacho por generador y nodo	
Transmisión entre nodos (y factor de utilización de líneas)	
Costos	
GASTOS OPERATIVOS	GASTOS DE CAPITAL
Costos de combustible	Inversiones en generación
Costo de las emisiones de dióxido de carbono	Inversiones en transmisión
Costos de operación y mantenimiento	Inversiones en almacenamiento
Costo de la energía no suministrada	Inversiones en acoplamiento sectorial (por ejemplo, bombas de calor)
Costo por vertido de ERV	
Precio de la electricidad por nodo (precio marginal)	
Información de rampas (rampas de una hora y cuatro horas)	
Inversiones (transmisión, generación, almacenamiento o capacidad de acoplamiento sectorial)	
Otros (por ejemplo, despacho y costos de otros sectores energéticos)	

Figura 1.9 Resultados principales.

1.2.4 Visualización de la herramienta

La herramienta FlexTool está desarrollada en Excel, siendo por ello muy atractiva para el usuario, ya que se trata de un software utilizado habitualmente por la mayoría de personas. En este apartado se mostrarán unas pinceladas de la herramienta, para poder visualizar cómo es la misma, tanto de los archivos de entrada como de los resultados.

Se tomará como ejemplo uno de los archivos que vienen con la herramienta por defecto, el cual consiste en un sistema que presenta una red, elec, compuesta por 2 nudos, CAR y NE, los cuales están interconectados. Con respecto a la generación presente en el escenario, existe tanto renovable como no renovable.

Archivo datos entrada

El archivo input se compone de las siguientes pestañas:

“Master”: En la Fig. 1.10 pueden observarse todas las pestañas que presenta el archivo, además de la pestaña master en detalle. En esta se definen los parámetros generales del escenario, como puede ser el coste de CO2 y penalizaciones, y ciertas decisiones para la ejecución del escenario, como por ejemplo si se simula únicamente con despacho económico o se requiere el uso del modo inversión.

parameter	value
co2_cost	1
loss_of_load_penalty	10000
loss_of_reserves_penalty	20000
curtailment_penalty	50
lack_of_capacity_penalty	5000
time_in_years	1
time_period_duration	60
reserve_duration	4
use_capacity_margin	1
use_online	1
use_ramps	0
use_non_synchronous	1
mode_invest	1
mode_dispatch	1
print_duration	1
print_durationRamp	0



FlexTool

info master gridNode unit_type fuel units nodeNode ts_cf ts_inflow ts_energy ts_import ts_reserves ts_time calc

Figura 1.10 Pestaña master.

“GridNode”: Aquí se definen las redes que conforman el escenario, y sus nudos correspondientes, así como algunas características de los mismos. Es necesario definir un valor total de la demanda para cada nudo. Se muestra en la Fig. 1.11.

grid	node	demand (MWh)	import (MWh)	capacity_margin (MW)	non_synchronous_share	use_staticReserves	use_dynamicReserves	print_results
elec	CAR	2.6.E+07		539	0.8	0	0	1
elec	NE	3.9.E+07		359	0.8	0	0	1

Figura 1.11 Pestaña GridNode.

“Unit_type”: En esta pestaña hay que definir todos los parámetros para cada tipo de unidad de generación. Se muestra en la Fig. 1.12.

unit type	efficiency	min load	eff at min load	ramp up (p.u. per min)	ramp down (p.u. per min)	unit size (MW)	O&M cost/MWh	availability	max_reserve	fixed cost/kW/year	inv.cost/kW	inv.cost/kWh	fixed kW/kWh ratio	conversion_eff	startup cost	eff charge	self_discharge_loss	lifetime	interest	annuity	non_synchronous
ST_coal	0.28	0.40	0.23	0.02	0.02	100	4.0	1.00	1.00	50	1200				2.0			40	0.08	0.084	0
GT_gas	0.45	0.20	0.40	0.10	0.10	100	1.0	1.00	1.00	50	500				0.5			35	0.08	0.086	0
CC_oil	0.40	0.50	0.35	0.05	0.05	100	2.5	1.00	1.00	50	800				1.0			35	0.08	0.086	0
Hydro_RES	1.00			0.20	0.20			1.00	1.00	10											0
Hydro_ROR	1.00			0.20	0.20			1.00	0.90	10											0
wind	1.00			1.00	1.00			1.00	0.90	20	1300							20	0.08	0.102	1

Figura 1.12 Pestaña Unit_type.

“Fuel”: Sirve para determinar los costes de los combustibles en uso, así como su contenido de CO2, para posteriormente calcular los costes debidos a las emisiones. Se muestra en la Fig. 1.13.

fuel	fuel (price/MWh)	CO2_content (t/MWh)
coal	9.37	0.34
nat_gas	11.11	0.20
oil	43.61	0.15

Figura 1.13 Pestaña fuel.

“Units”: En esta pestaña se declaran todas las unidades de generación, agregadas por tipo, que componen el escenario. Es necesario definirle si usan un combustible o si por el contrario requieren de una serie temporal de generación, como es el caso de las energías renovables. Se muestra en la Fig. 1.14.

unit type	capacity (MW)	invested capacity (MW)	max_invest_MW	fuel	cf profile	inflow	grid2	node2	storage (MWh)	invested storage (MWh)	max_invest_MWh	storage start	storage finish	reserve_increase_ratio	inflow_multiplier
ST_coal	1000			coal											
GT_gas	100			nat_gas											
CC_oil	2500			oil											
Hydro_RES	338					CAR_RES			2.0.E+05						0.1
wind	0		2000		CAR_wind										
ST_coal	500			coal											
GT_gas	1000			nat_gas											
Hydro_RES	150		0			NE_RES			6.7.E+06	0					0.1
Hydro_ROR	245					NE_ROR								0.10	1
wind	6000		5000		CAR_wind									0.10	

Figura 1.14 Pestaña units.

“NodeNode”: Sirve para definir las características de la conexión entre nudos, como pueden ser la capacidad y las pérdidas. Se muestra en la Fig. 1.15.

grid	node1	node2	cap.rightward (MW)	cap.leftward (MW)	invested capacity (MW)	max invest (MW)	loss	inv.cost/kW	lifetime	interest	annuity	HVDC
elec	CAR	NE	200	100			0	100	50	0.05	0.055	0

Figura 1.15 Pestaña NodeNode.

Las pestañas que se muestran a continuación son series temporales de 8760 valores en este caso, ya que era un estudio horario, pero sólo se mostrarán 10 valores de los mismos.

“Ts_cf”: Series temporales de la generación renovable variable, incluyendo esta la fotovoltaica y la eólica. Se muestra en la Fig. 1.16.

Time	cf_profile	CAR_wind
t0000		0.42
t0001		0.45
t0002		0.48
t0003		0.51
t0004		0.50
t0005		0.54
t0006		0.54
t0007		0.65
t0008		0.76
t0009		0.76
t0010		0.73

Figura 1.16 Pestaña Ts_cf.

“Ts_inflow”: Series temporales de la generación hidráulica, siendo RES generación con almacenamiento y ROR generación de tipo fluyente. Se muestra en la Fig. 1.17.

time	inflow	CAR_RES	NE_RES	NE_ROR
t0000		60	168	94
t0001		60	168	94
t0002		60	168	94
t0003		60	168	94
t0004		60	168	94
t0005		60	168	94
t0006		60	168	94
t0007		60	168	94
t0008		60	168	94
t0009		60	168	94
t0010		60	168	94

Figura 1.17 Pestaña Ts_inflow.

“Ts_energy”: Series temporales del consumo. Se muestra en la Fig. 1.18.

	grid	elec	
	node	CAR	NE
time			
t0000		2429	3547
t0001		2429	3547
t0002		2333	3405
t0003		2231	3257
t0004		2160	3153
t0005		2105	3073
t0006		2049	2992
t0007		1870	2730
t0008		1875	2737
t0009		1961	2863
t0010		2042	2981

Figura 1.18 Pestaña Ts_energy.

“Ts_import”: Series temporales de las importaciones y/o exportaciones que presenta cada nudo, aunque en este caso eran nulas.

“Ts_reserves”: Series temporales de las reservas predeterminadas para cada nudo de la red. Se muestra en la Fig. 1.19.

	node	CAR	NE
Time			
t0000		539	395
t0001		539	395
t0002		539	395
t0003		539	395
t0004		539	395
t0005		539	395
t0006		539	395
t0007		539	395
t0008		539	395
t0009		539	395
t0010		539	395

Figura 1.19 Pestaña Ts_reserves.

“Ts_time”: Esta pestaña sirve para definir qué valores de las series temporales se consideran para el estudio, para no utilizarlas completas y ahorrar tiempo de simulación. Las dos primeras columnas corresponden al despacho económico, mientras que las dos últimas corresponden al modo inversión/expansión. Se muestra en la Fig. 1.20.

time	in_use	time_jump	in_use_invest	time_jump_invest
t0912	1	577	0	0
t0913	1	1	0	0
t0914	1	1	0	0
t0915	1	1	0	0
t0916	1	1	0	0
t0917	1	1	0	0
t0918	1	1	0	0
t0919	1	1	0	0
t0920	1	1	0	0
t0921	1	1	0	0
t0922	1	1	0	0

Figura 1.20 Pestaña Ts_time.

Archivo resultados

Como resultados principales del archivo simulado aparece lo siguiente, un LOL bastante destacable en nudo NE, de 9.28 TWh, y un recorte de renovables de 0.75 TWh, lo cual se verá reflejado en los costes. La Fig. 1.21 muestra un resumen de todas las pestañas que presenta la hoja Excel de resultados. Se irán mostrando las más relevantes, ya que la mayoría son tablas muy extensas. En la pestaña “summary_D”, Fig. 1.22, se recogen los resultados principales del escenario, siendo una información útil para obtener una visión general del escenario. En ella se resaltan resultados del parque de generación, de costes, de interconexiones y de problemas de flexibilidad, entre otros.

FLEXIBILITY
summary_D node node_plot events
OPERATIONS
genType_elec genType_elec_plot units_elec units_elec_plot transfers_elec storageContent_elec storageContent_elec_plot onlineUnit_elec onlineUnit_elec_plot reserveUnit_elec grid_t_elec transfers_t genUnit_elec genUnit_elec_plot
COSTS
costs costs_plot costs_unittype costs_unittype_plot costs_t units_invest transfers_invest
NODES
i_node_t_elec_CAR node_t_elec_NE

Figura 1.21 Resumen pestañas.

Total cost obj. function (M CUR)	95467.7
Time in use in years	0.230136986
General results	elec
VRE share (% of annual demand)	23.98
Loss of load (% of demand)	14.24
-> ramp up constrained (% of demand)	0
Insufficient reserves (% of reserve demand)	0
Curtailment (% of VRE gen.)	1.1
-> ramp down constrained (% of VRE gen.)	0
Flexibility issues	elec
Loss of load (max MW)	3722.3
Reserve inadequacy (max MW)	0
Curtailment (max MW)	1877.09
Curtailment (TWh)	0.748
Capacity inadequacy (max MW)	0
Spill (TWh)	0
Energy balance	elec
Demand (TWh)	-65.14
Consume (TWh)	0
Loss of load (TWh)	9.279
Generation, fuel based (TWh)	39.381
Generation, VRE inc. river hydro (TWh)	15.623

Figura 1.22 Pestaña summary_D.

La herramienta proporciona una gran cantidad de gráficos, como puede observarse en el resumen superior, siendo los siguientes los presentes en la pestaña “node_plot”, Fig. 1.23. Muestra de esta manera diversa información de cada nudo, como puede ser el recorte de renovables.

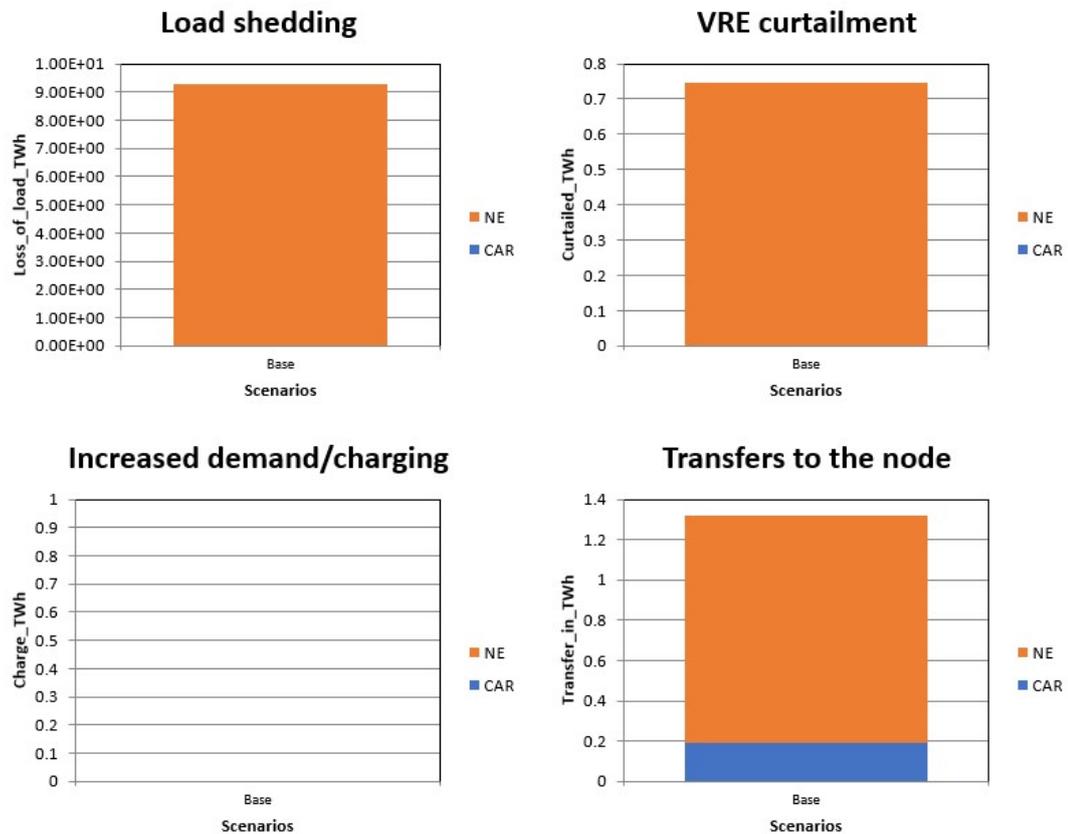


Figura 1.23 Pestaña node_plot.

La pestaña “genType_elec”, Fig. 1.24, muestra para cada tiempo la demanda y la generación de la red completa para cada unidad de generación. No se muestra completa. En “genType_elec_plot” se observa dicha información en forma de gráfica, mostrado en la Fig. 1.25 .

	Base								
Time	Demand+exp.-imp.	ST_coal	GT_gas	CC_oil	Hydro_RES	Hydro_ROR	wind	Curtailed	Loss of load
168	6494.4878	1500	1100	1740.17	150	96.49457	617.45799	2.98E-05	1292.37
169	6036.0593	1500	1100	1553.81	150	96.456297	520.06458	2.56E-06	1117.73
170	5768.257	1500	1100	1444.94	150	96.447465	492.1433	3.47E-05	986.729
171	5621.8773	1500	1100	1385.43	0	96.429801	638.04785	-8.88E-07	903.969
172	5567.5499	1500	1100	1363.34	150	96.0088	811.447	-4.77E-08	548.749

Figura 1.24 Pestaña genType_elec.

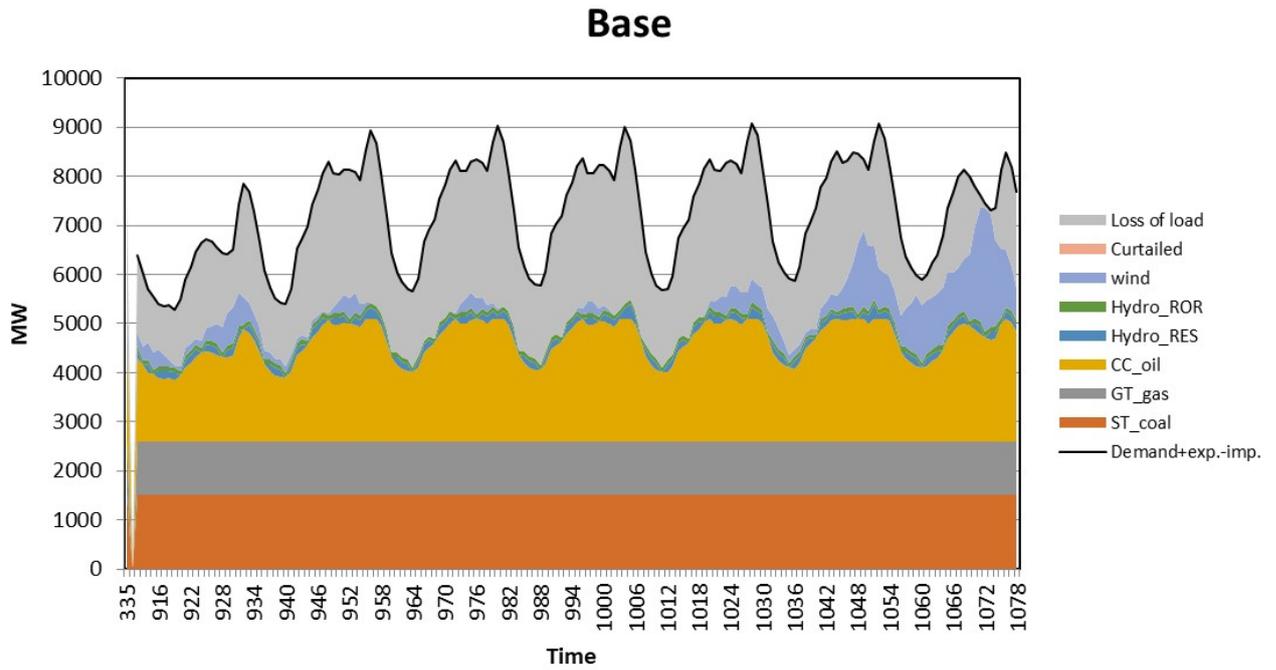


Figura 1.25 Pestaña genType_elec_plot.

En “units_elec” se muestra más información sobre los distintos tipos de generación, mostrado para cada nudo de la red por separado, en la Fig. 1.26. Al igual que el caso anterior, “units_elec_plot” muestra dicha información en forma de gráfica, mostrado en la Fig. 1.27.

Node	Unit	Generation (MWh)	Charge (MWh)	Convert (MWh)	Curtail/spill (MWh)	Utilization (%)
CAR	ST_coal	8760000	0	0	0	100
	GT_gas	876000	0	0	0	100
	CC_oil	17661869	0	0	0	80.647803
	Hydro_RES	131817.23	0	0	0	4.4464613
	loss of load	11.447486				0.000668474
NE	ST_coal	3602189.5	0	0	0	82.24177
	GT_gas	8480999.2	0	0	0	96.815059
	Hydro_RES	738787.27	0	0	0	56.224298
	Hydro_ROR	1096385.2	0	0	0	51.126665
	wind	14526746	0	0	747670.55	27.638406
	loss of load	9278526.5				0.27090799

Figura 1.26 Pestaña units_elec.

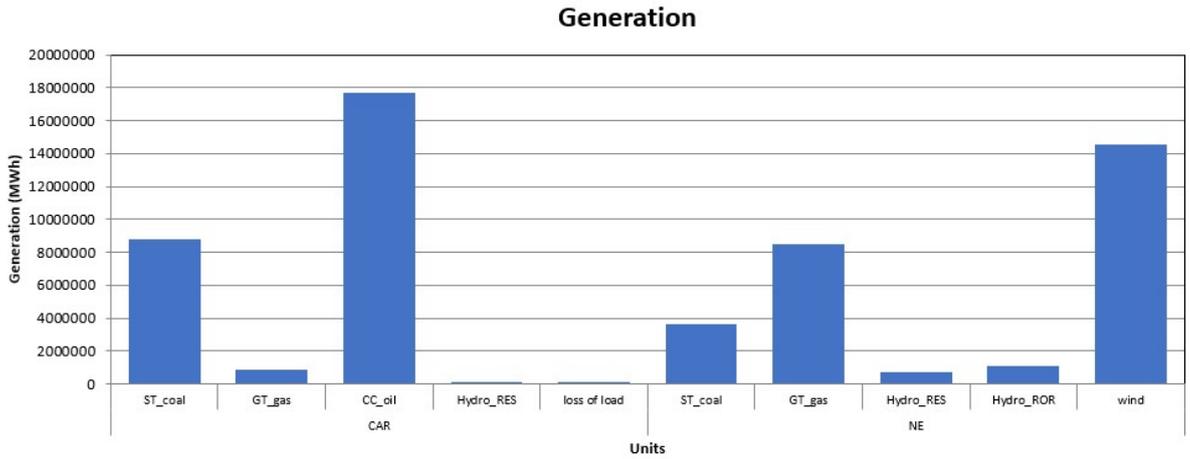


Figura 1.27 Pestaña units_elec_plot.

La información de los sistemas de almacenamiento se puede obtener de “storageContent_elec”, pudiendo disponer de dicha información en forma de gráfica, Fig. 1.28, siendo así más visual.

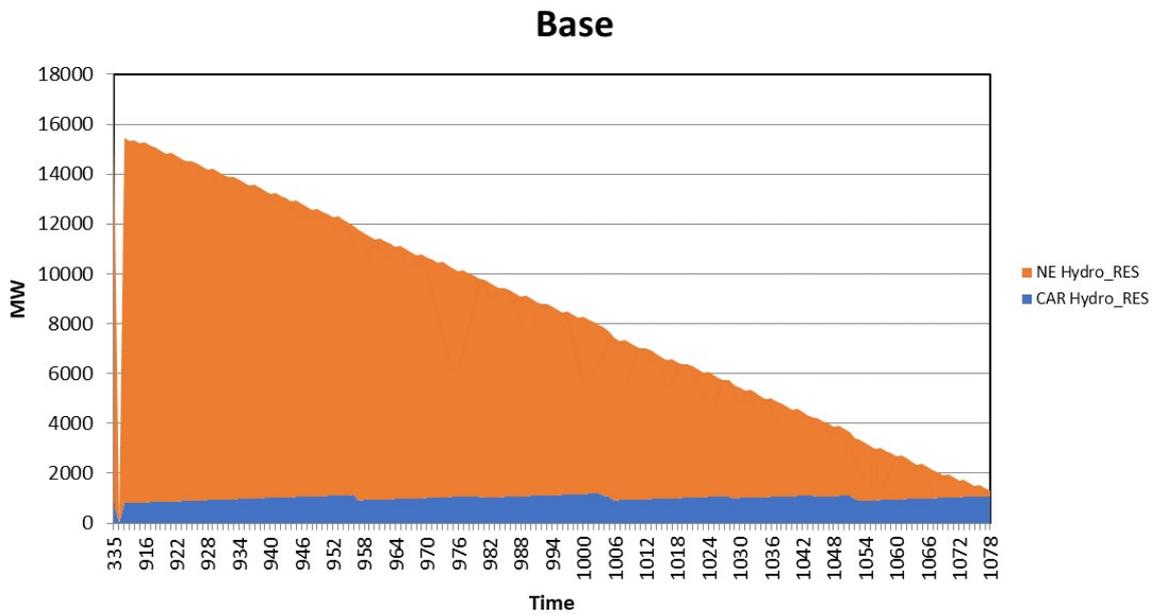


Figura 1.28 Pestaña storageContent_elec.

En “genUnit_elec” se presenta la misma información que en “genType_elec”, pero desglosándola por nudos. Además, se muestra la demanda y los problemas de flexibilidad, como el LOL y el recorte. Se muestra en la Fig. 1.29.

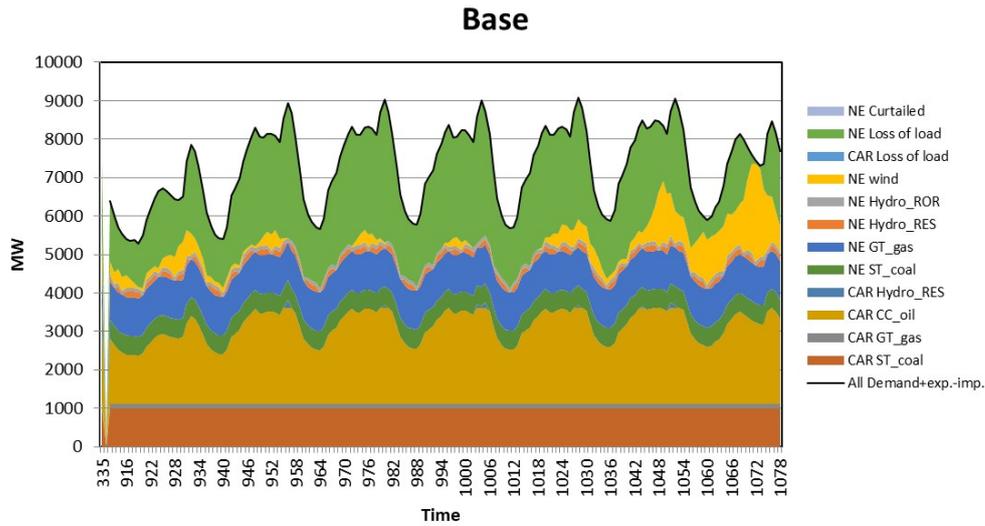


Figura 1.29 Pestaña genUnit_elec_plot.

En el archivo de resultados hay un apartado completo dedicado a los costes, del que se puede obtener una gran cantidad de información, tanto en tablas como en gráficas. En “costs_plot” se pueden observar gráficas como las que aparecen en la Fig. 1.30, entre otras.

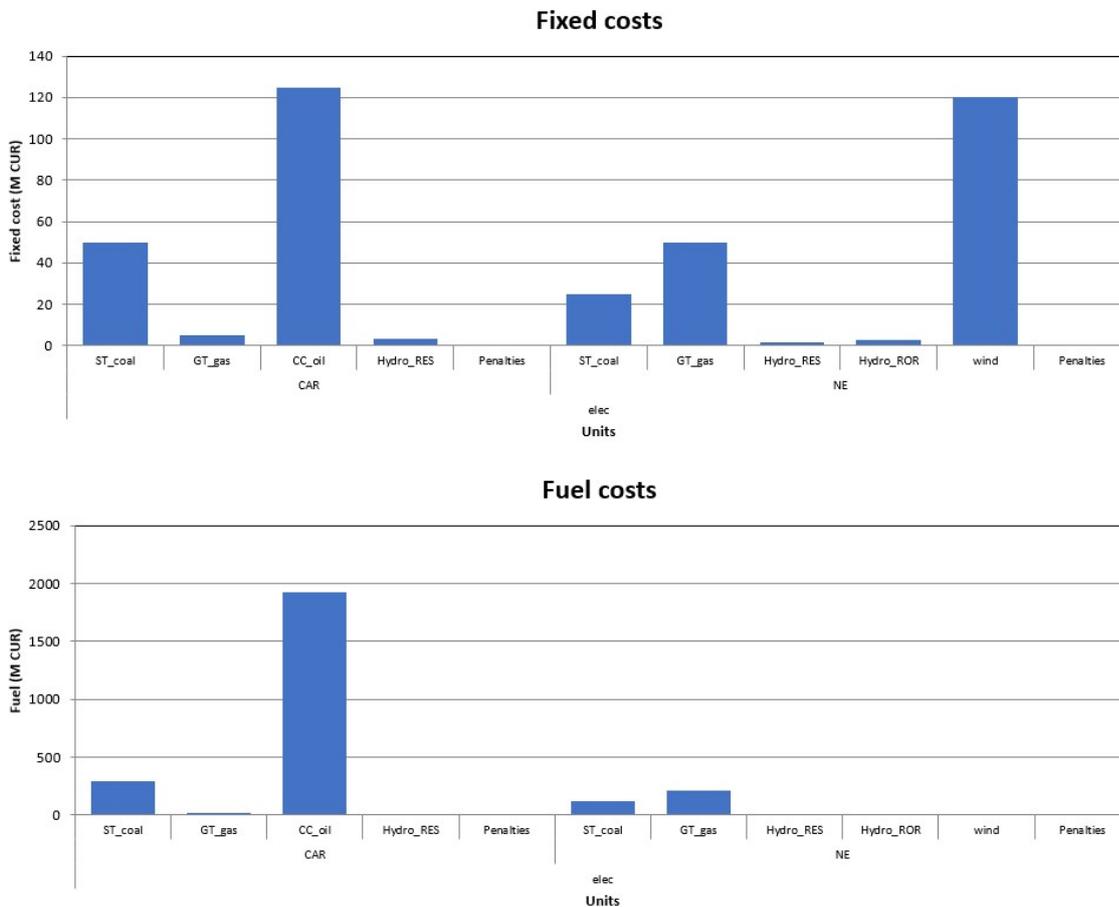


Figura 1.30 Pestaña costs_plot.

Si se requiere de la información de costes para cada unidad de generación, de la red al completo, se puede obtener de “costs_unitttype”, mostrando en la Fig. 1.31 su gráfica asociada. Con dicha gráfica es muy sencillo comparar unos escenarios con otros, como se verá en apartados posteriores.

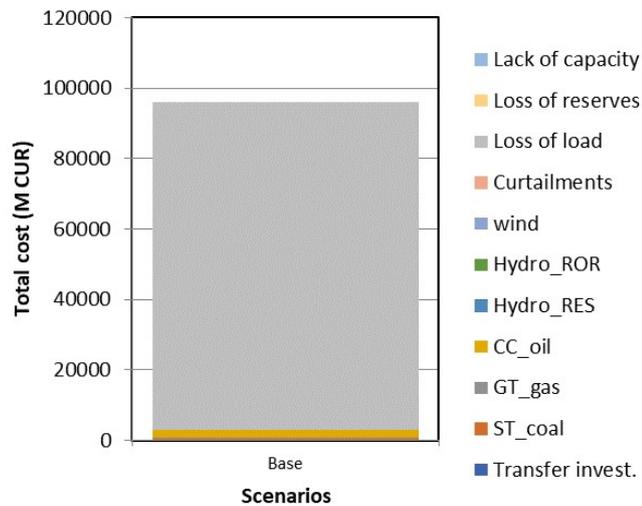


Figura 1.31 Pestaña costs_unitttype.

Para finalizar los costes, la información de costes desglosados para cada unidad de tiempo se muestra en “costs_t”, Fig. 1.32.

Time	"O&M (CUR)"	"Fuel (CUR)"	"CO2 (CUR)"	"Startups (CUR)"	"Loss of load penalty (CUR)"	"Curtailment penalty (CUR)"
168	11450.425	267066.27	2959.4407	0	12923700	-0.001487589
169	10984.525	246746.29	2887.3178	0	11177300	-0.000127773
170	10712.35	234875.99	2845.1859	0	9867290	-0.001737046
171	10563.575	228388.04	2822.1579	0	9039690	4.44E-05
172	10508.35	225979.7	2813.6098	45.6538	5487490	2.39E-06
173	10622.5	230957.75	2831.2787	107.64	3317120	0.002479328

Figura 1.32 Pestaña costs_t.

Por último, en las pestañas que pertenecen a “Nodes” se muestra, para cada unidad de tiempo, una gran cantidad de información por nudo. Dicha información es referente a la demanda, la generación, las interconexiones y las penalizaciones, mayormente.

Archivo master

Dicho archivo es desde el cual se ejecutan los escenarios realizados, desde la pestaña “Sensitivity escenarios”. Te permite seleccionar uno o varios archivos de entrada y uno o varios escenarios. De esta manera puede ejecutar paralelamente diferentes archivos.

En este caso se simula siempre con el escenario “Base”, ya que el resto de escenarios lo que hacen es añadir modificaciones al archivo de entrada, y dichas modificaciones se han estado realizando en el trabajo directamente sobre el archivo mismo. Se muestra dicho archivo en la Fig. 1.33.

Además, presenta otra pestaña, llamada “Sensitivity definitions”, mostrada en la Fig. 1.34, desde la cual se permiten modificar determinados parámetros de los escenarios presentes en la pestaña anterior, para no tener que modificar el archivo en sí.

Run Scenarios

Import results

Write time series
and Run Scenarios

Options for the modelling process:

- Leave results file open after importing results
- Import results after optimisation
- Create plots in the results file
- Use parallel calculation (no. of threads in the settings sheet)
- Run in the background

Active input files:	Inactive input files:	Active scenarios:	Inactive scenarios:
template-transmission.xlsm	<-> template-heat.xlsm	Base	<-> Invest
	<-> template-storage.xlsm		<-> hydro-minus15p
	<-> template-EVs.xlsm		<-> hydro-plus15p
	<-> template-demandResponse.xlsm		<-> hydro-minus15p-invest
	<-> template-CSP.xlsm		<-> template_storageMW
	<-> template-17520.xlsm		<-> template_storageFree
	<-> CO-2030-1y - hydro_rsrv.xlsm		<-> template_changeDemand
	<-> Ur16.xlsm		<-> template_changeTransfer
	<-> Ur30a.xlsm		<-> Transmission
	<-> Ur30b.xlsm		<-> Gas turbine
	<-> Th15.xlsm		<-> Battery storage
	<-> Th36ref.xlsm		<->
	<-> Th36REmap.xlsm		<->
	<->		<->
	<-> CO-2017-13w.xlsm		<->
	<-> CO-2017-1y.xlsm		<->
	<-> CO-2030-13w.xlsm		<->
	<-> CO-2030-1y.xlsm		<->
	<-> CO-2030-13w-120hInv.xlsm		<->
	<->		<->
	<->		<->

Figura 1.33 Archivo master.

Add empty row	Sheet	co2_cost	loss_of_load_penalty	loss_of_reserves_penalty	curtailment_penalty	lack_of_capacity_penalty	time_in_years	reserve_duration	use_capacity_margin	use_online	use_ramps	use_non_synchronous	mode_invest	mode_dispatch	print_duration	print_durationRamp
Scenario definitions master:																
Invest	master												1			
hydro-minus15p-invest	master												1			
Base	master															

Figura 1.34 Pestaña sensitivity_definitions.

1.2.5 Ecuaciones matemáticas

Para comenzar este apartado, se muestran las abreviaturas utilizadas en las ecuaciones del modelo matemático, en la Fig. 1.35. Del total de las ecuaciones del anexo matemático del informe de la herramienta [1], sólo se comentarán las más relevantes.

Symbols	Description
cf	capacity factor
e	emission
F	fuel
g	grid
h	duration (hours) of the time periods
L	a line between two nodes
n	node
NN	both directions for a connection between two nodes
N _n	nodes with a line to node n
p	parameter
r	reserve
t	time step index
T	set of time steps t
t-h	previous time period
u	unit
U	set of units u
v	variable

Figura 1.35 Abreviaturas modelo matemático.

La finalidad última de la herramienta FlexTool es, mediante el modelo, minimizar los costes tabulados en la función objetivo 1.1. Dicha función objetivo contempla todos los costes, incluyendo posibles costes de inversión y penalizaciones por incumplir ciertas restricciones:

$$\forall t \in T : v^{obj} = \sum_t (v_t^{omCost} + v_t^{fuelCost} + v_t^{startupCost} + v_t^{penalties}) \times h + v^{investmentCost} \quad (1.1)$$

Se muestran a continuación dichas ecuaciones de costes que componen la función objetivo, incluyendo los costes por operación y mantenimiento (1.2), combustible (1.3), arranque de central (1.4), planes de expansión (1.5), penalizaciones (1.6) y emisiones (1.7).

$$v_t^{omCost} = \sum_{(g,n,u) \in U_{g,n,u}} [p_u^{omCost} \times v_{g,n,u,t}^{gen}] \quad (1.2)$$

$$v_t^{fuelCost} = \sum_{(n,u,F) \in F_{n,u,F}} (v_{F,u,t}^{fuelUse} \times p_F^{fuelCost}) \quad (1.3)$$

$$v_t^{startupCost} = \sum_{u \in U_u^{startup}} (v_{u,t}^{startup} \times p_u^{startCost}) \quad (1.4)$$

$$v^{investmentCost} = \sum_{(g,n,u) \in U_{g,n,u}} [p_u^{investmentCost} \times v_{g,n,u}^{investedCapacity}] \quad (1.5)$$

$$v_t^{penalties} = \sum_n (v_{n,t}^{lossOfLoad} \times p_n^{lossOfLoadPenalty} + v_{n,t}^{lossOfReserve} \times p_n^{lossOfReservePenalty} + v_{n,t}^{curtail} \times p_n^{curtailmentPenalty} + v_n^{capacityInadequacy} \times p_n^{capacityInadequacyPenalty}) \quad (1.6)$$

$$p_{F,n,t}^{fuelCost} = p_{F,n,t}^{fuelPrice} + \sum_{e \in E_F} p_{F,e}^{fuelEmission} \times p_{n,e}^{emissionTax} \quad (1.7)$$

La norma principal del modelo es que el balance de energía debe ser mantenido en todos los nudos. Esto incluye los términos de generación, consumo, pérdida de carga, importaciones y exportaciones e intercambios de energía con otras redes propias, como se muestra en la Ec. 1.8.

$$v_{g,n,t}^{gen} + v_{g,n,t}^{convertIn} p_{g,n,t}^{import-export} + v_{g,n,t}^{lossOfLoad} = p_{g,n,t}^{demand} + v_{g,n,t}^{charge} + v_{g,n,t}^{transfer} + v_{g,n,t}^{convertOut} \quad (1.8)$$

Se muestran las Ecs. (1.9, 1.10, 1.11, 1.12) que determinan dichas variables, para mayor detalle.

$$v_{g,n,t}^{gen} = \sum_{u \in U^{nonVRE}} v_{g,n,u,t}^{gen} + \left(\sum_{u \in U^{nonVRE}} p_{u,t}^{cf} \times [p_{g,n,u}^{capacity} + v_{g,n,u}^{invest}] \right) - v_{g,n,t}^{curtail} \quad (1.9)$$

$$v_{g,n,t}^{transfer} = \sum_{n2 \in N_n} (v_{n2,n,t-h_t}^{transfer} \times p_{n2,n}^{transferEff} - v_{n,n2,t-h_t}^{transfer}) \quad (1.10)$$

$$v_{g,n,t}^{convertIn} = \sum_{(g2,n2,u) \in U_{g2,n2,u,g,n}^{convert}} v_{g2,n2,u,g,n}^{convert} \times p_u^{conversionEff} \quad (1.11)$$

$$v_{g,n,t}^{convertOut} = \sum_{(g2,n2,u) \in U_{g,n,u,g2,n2}^{convert}} v_{g,n,u,g2,n2}^{convert} \quad (1.12)$$

También podrían contemplarse en la herramienta la existencia de fuentes de almacenamiento, las cuales deben cumplir su ecuación de balance, mostrada en la Ec. 1.13.

$$\forall u \in U^{storage} : v_{g,n,u,t}^{state} = v_{g,n,u,t-h_t}^{state} + p_{u,t-h_t}^{influx} + (v_{g,n,u,t-h_t}^{charge} - v_{g,n,u,t-h_t}^{gen} - v_{g,n,u,t-h_t}^{spill} - v_{g,n,u,t-h_t}^{state} \times p_u^{selfDischargeLoss}) \times h \quad (1.13)$$

Las redes presentan unas ciertas restricciones de reserva, que se definen en la Ec. 1.14.

$$\sum_{(g,n,u,r) \in U_{r,u}^{reserve}} v_{r,u,t}^{reserve} + \sum_{n2 \in N_n^{reserve}} (v_{r,n2,n,t}^{reserveTransfer} \times p_{n2,n}^{transferEff}) = p_{r,n,t}^{reserveDemand} + \sum_{n2 \in N_n^{reserve}} (v_{r,n,n2,t}^{reserveTransfer} \times p_{n,n2}^{transferEff}) \quad (1.14)$$

Las transferencias de energía entre nudos están limitadas por su capacidad de transferencia, como se muestra en la Ec. 1.15.

$$\forall (n,n2) \in NN : v_{n,n2,t}^{transfer} \leq p_{n,n2}^{transferCap} + v_{l \in L^{invest}}^{transferInvest} \quad (1.15)$$

Existen unos límites de las unidades de generación y las unidades de consumo mostrado en las Ecs. 1.16 y 1.17.

$$v_{g,n,u,t}^{gen} - v_{g,n,u,t}^{charge} + v_{g,n,u,t}^{reserve} \leq v_{g,n,u,t}^{online} \quad (1.16)$$

$$\forall u \in U^{charge} : v_{g,n,u,t}^{charge} \leq v_{g,n,u,t}^{online} \quad (1.17)$$

Las correspondientes restricciones de rampa de las unidades de generación se pueden observar en las Ecs. 1.18 y 1.19.

$$v_{g,n,u,t}^{gen} - v_{g,n,u,t}^{charge} + v_{g,n,u,t}^{reserve} \leq v_{g,n,u,t-h_t}^{gen} - v_{g,n,u,t-h_t}^{charge} - p_u^{rampUpCapability} \quad (1.18)$$

$$v_{g,n,u,t}^{gen} - v_{g,n,u,t}^{charge} \geq v_{g,n,u,t-h_t}^{gen} - v_{g,n,u,t-h_t}^{charge} + p_u^{rampDownCapability} \quad (1.19)$$

Dichas unidades de generación también presentan un límite de mínima carga , como se ve en la Ec. 1.20.

$$v_{g,n,u,t}^{gen} + v_{g,n,u,t}^{reserve} \leq v_{g,n,u,t}^{online} \times p_u^{minLoad} \quad (1.20)$$

La herramienta también define un límite de recorte de renovables, mostrado en la Ec. 1.21.

$$v_{g,n,t}^{curtail} \leq \sum_{u \in U^{VRE}} p_{u,t}^{cf} \times (p_{g,n,u}^{capacity} + v_{g,n,u}^{invest}) \quad (1.21)$$

Es necesario considerar un límite superior del almacenamiento, que se muestra en la Ec. 1.22.

$$\forall u \in U^{storage} : v_{g,n,u,t}^{state} \leq p_{g,n,u}^{capacityStorage} + v_{g,n,u}^{investStorage} \quad (1.22)$$

Por último, existe una necesidad predefinida de reserva, como se ve en la Ec. 1.23.

$$v_{g,n,t}^{reserveVRE} + v_{g,n,t}^{lackOfReserves} + \sum_{u \in U^{nonVRE}} v_{g,n,u,t}^{reserve} \geq p_{g,n,t}^{reserveNeed} \quad (1.23)$$

1.3 Casos reales de aplicación de FlexTool

La herramienta en uso en este trabajo, FlexTool, fue desarrollada por IRENA recientemente, a finales de 2018, y por ahora no hay muchos estudios publicados que hagan uso de ella, de lo cual se espera un cambio en los próximos años. Afortunadamente, IRENA realizó estudios en profundidad para varios países del estado de su sistema eléctrico y de las inversiones óptimas que se podrían llevar a cabo en dichos países. Los mencionados fueron Colombia, Panamá, Uruguay y Tailandia, que fue el último realizado, en mayo de 2019. En estos estudios, gracias a la colaboración de dichos países, tremendamente importante para la obtención de datos, se pudo corroborar el correcto estado de sus sistemas eléctricos y los posibles problemas y/o mejoras que se presentaban. A modo ilustrativo en el apartado siguiente se presenta un resumen de los estudios realizados para Colombia y Uruguay.

Se muestra en la Fig. 1.36 una representación esquemática de los objetivos de los estudios llevados a cabo con la herramienta FlexTool en dichos países:

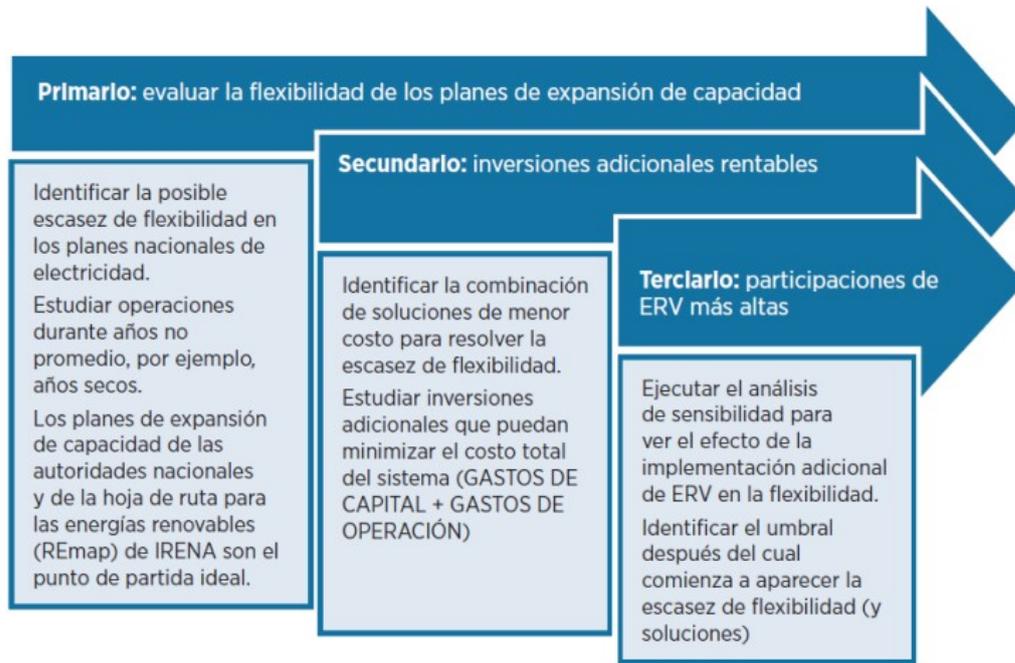


Figura 1.36 Objetivo de los estudios.

1.3.1 Colombia

Para llevar a cabo dicho estudio, IRENA colaboró con expertos de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) de Colombia [2], la cual le proporcionó información, datos y además sirvieron de guía para conocer en detalle su sistema de potencia.

Como punto de partida, se realizó un primer estudio en el cual se evaluaron posibles problemas de flexibilidad para el sistema eléctrico esperado para 2030, el cual presentará una gran penetración de energías renovables. Junto a ello, el mix energético del nuevo plan de expansión de referencia (UPME, 2018) se utilizó como entrada para llevar a cabo una segunda evaluación de flexibilidad, usando FlexTool, que era más precisa en la geografía y más ambiciosa con respecto a la penetración de renovables que la primera.

En la Fig. 1.37, se pueden observar los principales retos del sistema de potencia colombiano y los análisis llevados a cabo por FlexTool:

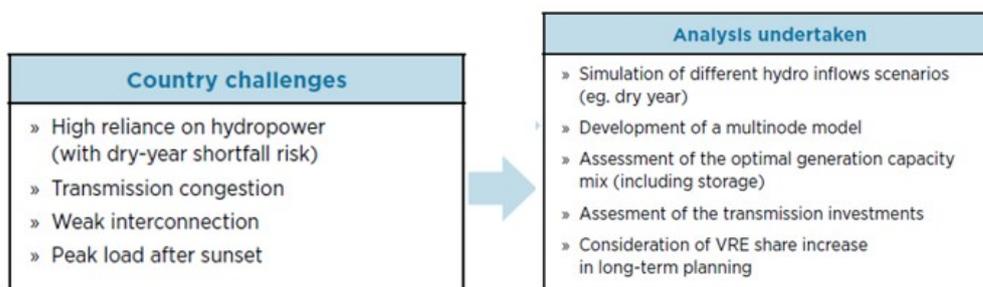


Figura 1.37 Principales retos Colombia.

Se puede observar, como principal característica del sistema eléctrico, que dependen en gran

manera de la energía hidroeléctrica, por lo que se decide llevar a cabo una simulación con escenarios secos, además de otros estudios de inclusión de renovables.

Como ya se ha mencionado en este apartado, una desventaja de la herramienta serían sus elevados tiempos de cálculo para casos con un gran número de nudos, por lo que es necesario plantear una simplificación de los sistemas a estudio. En la Fig. 1.38, se puede observar el mapa simplificado de transmisión para el caso de estudio de Colombia, compuesto por 15 nudos:



Figura 1.38 Mapa de nudos colombiano.

El sistema eléctrico colombiano se caracteriza por una gran capacidad instalada de energía hidroeléctrica (70 % de la capacidad total), principalmente de plantas con una capacidad de almacenamiento destacable. La capacidad de generación de VRE, por debajo del 1 % en 2017, alcanzaría el 17 % para 2030 según el plan de energía revisado (UPME, 2018). También existirá un ligero aumento de la energía de biomasa, que para 2030 representaría el 3 % de la capacidad total.

Además, se espera que la capacidad total, al igual que la demanda total de energía, aumente un 3 % anualmente durante 2017-2030. Se estima que la demanda máxima, de 10 GW en 2017, alcance los 15 GW en 2030. En ambos años, la capacidad instalada excede la demanda máxima, pasando de 16.8 GW en 2017 a 24.3 GW en 2030, por lo que no se espera que Colombia presente ningún problema para suplir dicha demanda.

En la Fig. 1.39, se observa la evolución esperada del mix de generación, 2017-2030:

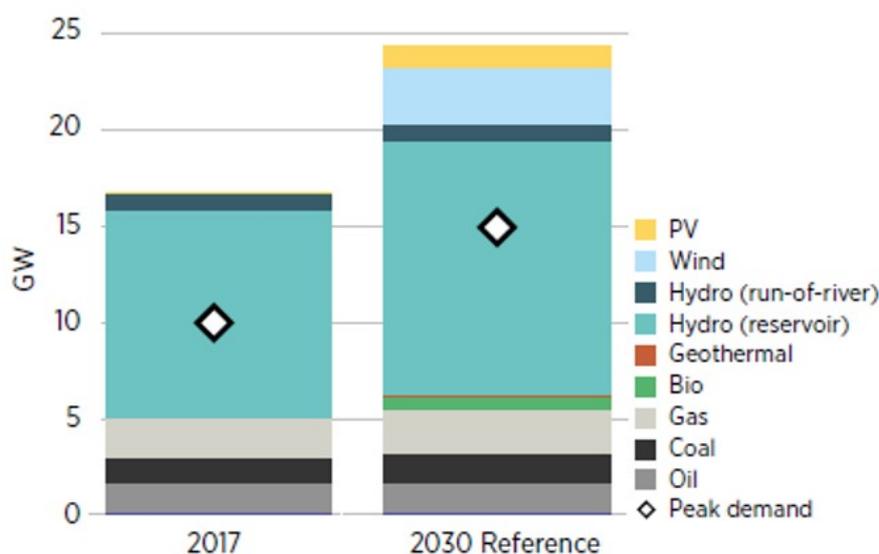


Figura 1.39 Evolución esperada mix generación 2017-2030.

Se observa que la mayor parte del aumento de potencia instalada se debe a energías renovables variables, como son la energía fotovoltaica y la eólica.

Resultados principales del análisis: Usando la información obtenida gracias a UPME, el sistema de energía colombiano de 2017 fue simulado para calibrar el modelo FlexTool, de igual manera que se ha realizado en este trabajo. Los resultados no mostraron problemas de flexibilidad. A continuación, se simuló el escenario de referencia de 2030, con niveles medios de energía hidráulica, nuevamente sin presentar problema alguno de flexibilidad, otorgando fiabilidad al sistema esperado para 2030. Finalmente, dada la alta dependencia que presenta dicho país con respecto a la energía hidroeléctrica, se simuló un escenario de baja afluencia hidráulica (año seco 2030). En los resultados se pudo observar que, si bien la flexibilidad del sistema era suficiente, el uso de carbón y petróleo tuvo que aumentar considerablemente para compensar la menor producción de energía hidroeléctrica. Esto, evidentemente, significaba mayores costes para el sistema y mayores emisiones de dióxido de carbono.

En la Fig. 1.40 se puede observar el mix de generación anual y la generación horaria de una semana representativa de 2030, para un año de referencia y año seco. Cabe destacar el gran aumento de uso, principalmente de carbón, que aumentaría del 4% al 13%, debido a su vez a la disminución de la energía hidráulica del 60% al 49%.

En la Fig. 1.41 se observa parte de los resultados obtenidos con la herramienta FlexTool, los principales indicadores de flexibilidad para el sistema eléctrico colombiano en 2030:

Como se puede observar, no aparece ningún problema de flexibilidad, gracias al aumento de generación mediante generadoras térmicas.

Evaluando inversiones adicionales para obtener el mix óptimo de generación:

Para realizar un estudio con mayor interés, se usó el modo de expansión de FlexTool. Este identificó inversiones recomendables que pasaban por instalar 4.3 GW más de energía solar fotovoltaica (PV), aumentando la capacidad instalada a 5.5 GW. Con dicha inversión se conseguía una disminución de los costes, como se observa en la figura 1.43.

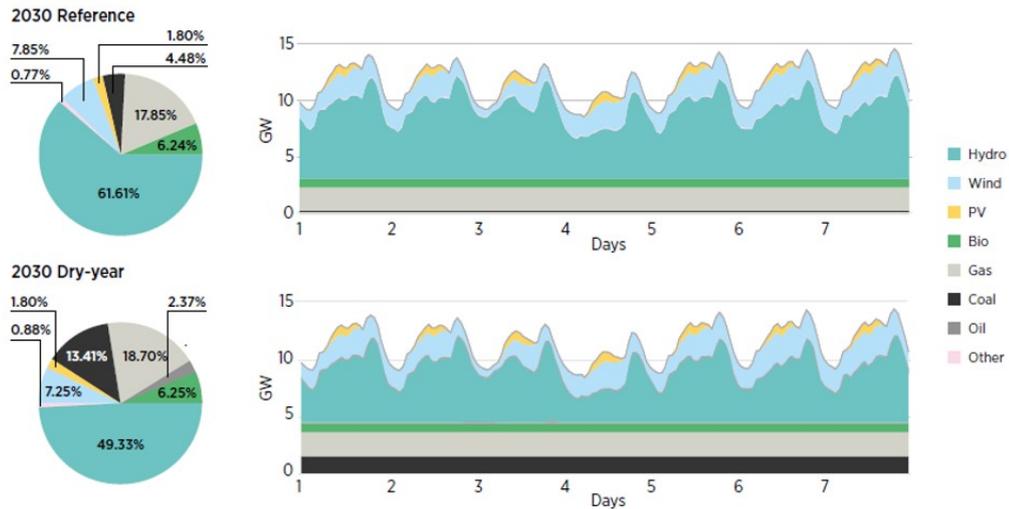


Figura 1.40 Comparativa de una semana entre año de referencia y año seco.

	2030 Reference		2030 Dry Year	
	Total (GWh)	Peak (MW)	Total (GWh)	Peak (MW)
Curtailment	0	0	0	0
Loss of load	0	0	0	0
Spillage	0	0	0	0
Reserves inadequacy	0	0	0	0

Figura 1.41 Resultados sistema eléctrico colombiano 2030.

Mix de generación para 2030 del escenario de referencia con y sin inversiones para optimizar los costes del sistema, con el aumento mencionado de energía fotovoltaica, mostrado en la Fig. 1.42:

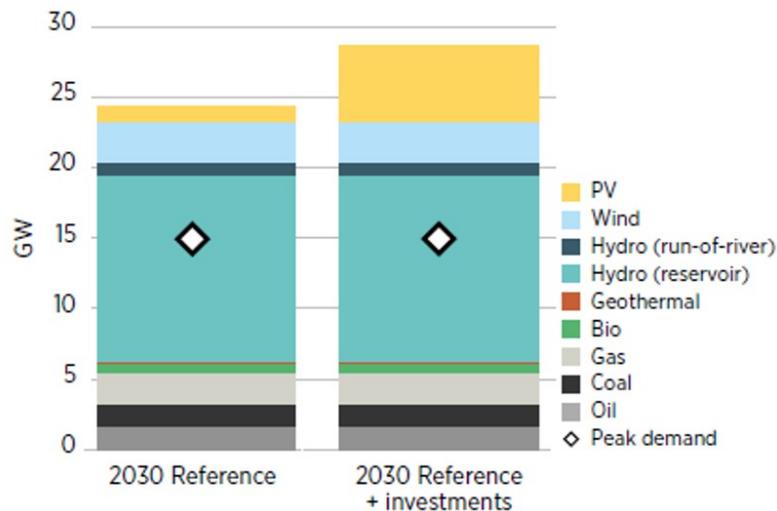


Figura 1.42 Mix de generación con y sin inversiones 2030.

Se puede observar que, a pesar de los costes que llevan consigo las inversiones, el coste total que se obtiene es ligeramente menor, ya que disminuyen los costes operacionales y además se aumenta la generación mediante energías renovables, lo cual siempre es deseado. Así queda demostrada la rentabilidad de dicha inversión.

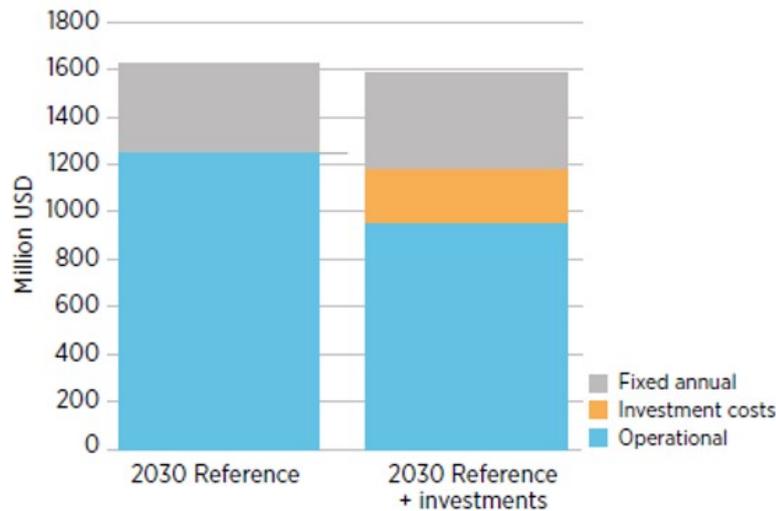


Figura 1.43 Comparación de los costes anuales para los escenarios de 2030 con y sin inversiones.

Integración de mayor energía fotovoltaica:

Como análisis de sensibilidad adicional, se decide simular escenarios en los cuales la energía solar fotovoltaica se integra gradualmente en el sistema hasta que aparezca un recorte destacable de renovables. En total, fueron analizados 18 escenarios con diferente nivel de energía PV.

En la Fig. 1.44 siguiente se observa el recorte de renovables para diferentes niveles de penetración fotovoltaica para 2030:

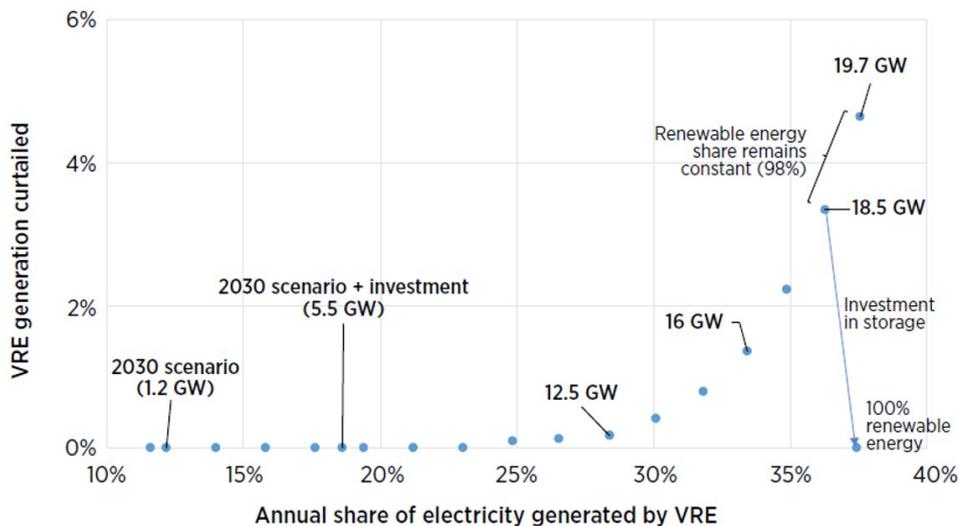


Figura 1.44 Recorte de renovables para diferente penetración PV.

Se puede observar que para los escenarios base estudiados previamente no aparece recorte de renovables. Dicho recorte va aumentando, como es lógico, a medida que aumenta la penetración de energía PV.

A partir de los escenarios de inversión analizados, un escenario 100% renovable se logra con 18.5 GW de PV. Según el estudio realizado, se llega a la conclusión de que la vía óptima para alcanzar el 100% de energía renovable usando energía solar fotovoltaica sería instalar hasta 18.5 GW junto con 12.5 GW de almacenamiento de energía, principalmente en las áreas de GCM y Córdoba

Sucre, donde está presente la mayor parte de la energía renovable. En este caso, el almacenamiento hidroeléctrico de bombeo podría ser la opción más adecuada para aumentar la flexibilidad en el sistema existente.

1.3.2 Uruguay

Representantes de Uruguay acogieron la oportunidad de explorar y analizar el enfoque de IRENA, incluyendo el uso de FlexTool, para evaluar cómo se ajusta al proceso de planificación del país y cómo complementan las herramientas de planificación nacionales actuales. MIEM proporcionó la información y orientación necesarias sobre los detalles del sistema de energía de Uruguay [3].

El sistema uruguayo es muy particular, ya que presenta una generación cercana al 100% renovable, por lo que no se realiza en este estudio la exploración de un escenario de energía renovable más ambicioso para el sector eléctrico. Los mix esperados de generación se obtuvieron de las proyecciones nacionales producidas por MIEM para 2030.

En la Fig. 1.45 se pueden observar los principales retos del sistema de potencia uruguayo y los análisis llevados a cabo por FlexTool:

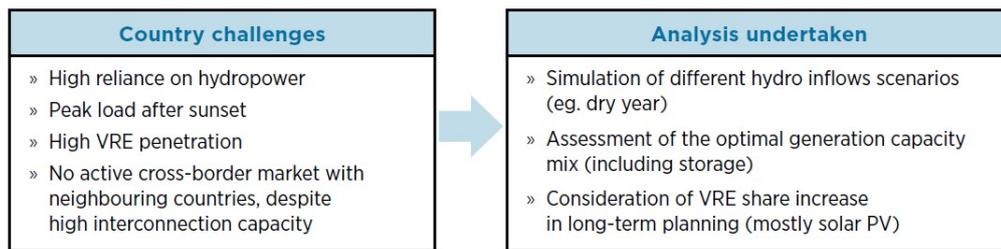


Figura 1.45 Principales retos Uruguay.

Se puede observar, al igual que le ocurre a Colombia, que dependen en gran manera de la energía hidroeléctrica, por lo que se decide llevar a cabo una simulación con escenarios secos, además de otros estudios de inclusión de renovables.

En 2016, el sistema de energía de Uruguay presentaba una proporción muy alta de capacidad instalada renovable (alrededor del 80%), que comprende la mitad de VRE (principalmente eólica) y la mitad de centrales hidroeléctricas y de biomasa. La electricidad fue casi 100% renovable, y la hidroeléctrica contribuía con el 56%, la eólica con el 22%, la biomasa con el 18%, la energía solar fotovoltaica con el 1% y los combustibles fósiles con el 3%. Según las proyecciones de MIEM para 2016-2030, la capacidad instalada de VRE debe aumentar en 900 MW, principalmente eólica, para 2030, para suplir los incrementos esperados de la demanda.

Con respecto a la demanda total de energía, se espera que crezca un 33% para 2030, con un aumento de la demanda máxima de 1.9 GW a 2.7 GW. La capacidad instalada (3.8 GW en 2016 y 5.5 GW en 2030) excede la demanda máxima en ambos años, por lo que no se esperan problemas para cumplir el balance generación – consumo.

En la Fig. 1.46, se observa la evolución esperada del mix de generación, 2016-2030:

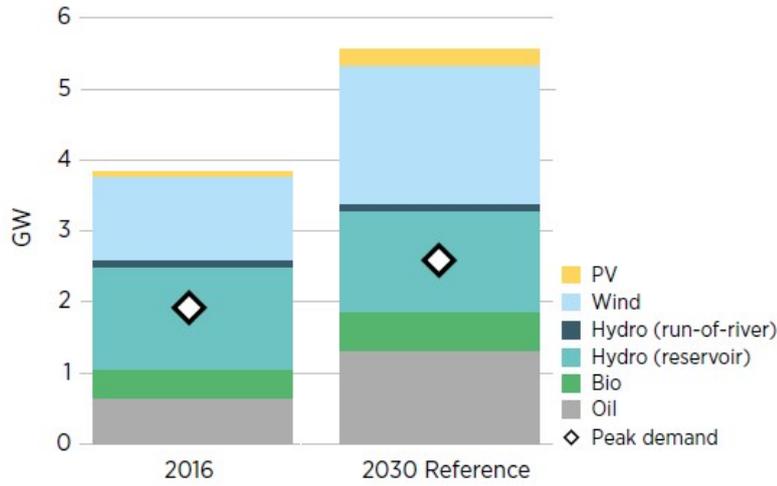


Figura 1.46 Evolución mix de generación 2016-2030.

Al igual que con el caso colombiano, para simular dicho escenario hubo que simplificar el sistema eléctrico para la representación en la herramienta, pudiendo observarse el mapa simplificado de transmisión en la Fig. 1.47:

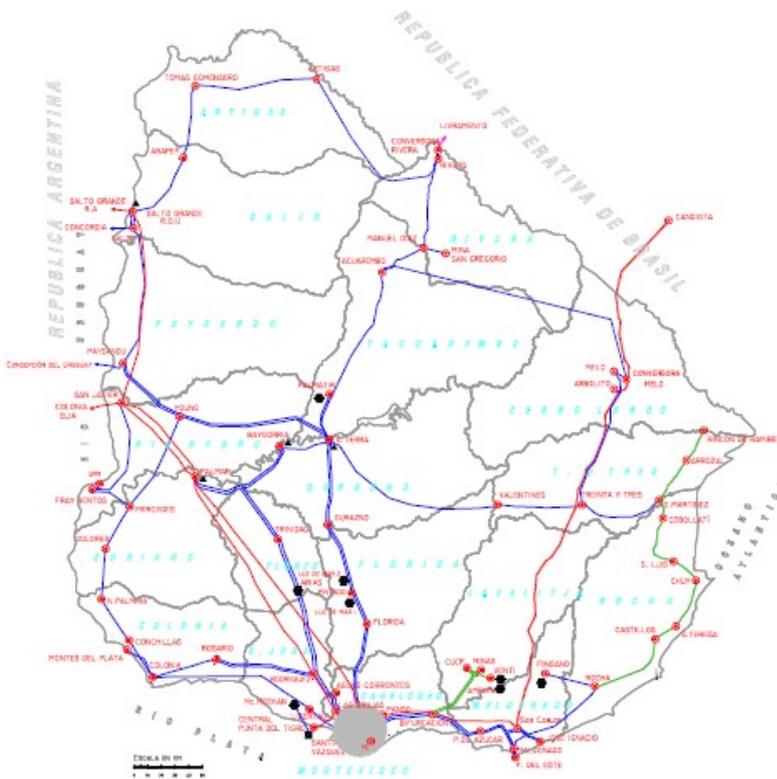


Figura 1.47 Mapa nudos Uruguay.

En el caso de Uruguay, incluso con una capacidad de interconexión que excede la demanda máxima, el sistema eléctrico experimenta un alto recorte de VRE, principalmente de noche, cuando la generación de viento excede la demanda. En consecuencia, las importaciones de electricidad, que era hace unos años lo más habitual en el caso de este país, han comenzado a dar paso a las exportaciones.

Resultados principales del análisis:

El sistema eléctrico de Uruguay en 2016 se simuló para calibrar el modelo FlexTool, y se identificó un 22% de VRE en exceso. Después de la calibración, se estudiaron dos escenarios para 2030: un escenario de referencia con valores promedio de generación hidráulica, y un escenario que contemplase la posibilidad de un año seco, que considera probabilidad de un flujo escaso de recurso hidráulico del 5%.

Los resultados obtenidos fueron que, aunque el escenario de referencia es 100% renovable, se requiere la generación con petróleo en el escenario del año seco (resultando en una generación del 86% mediante energías renovables), aprovechando en mayor medida la generación eólica, disminuyendo dicho exceso del 25% al 8%.

En la Fig. 1.48, se observa el mix de generación anual y la generación horaria de una semana representativa de 2030. Año de referencia y año seco:

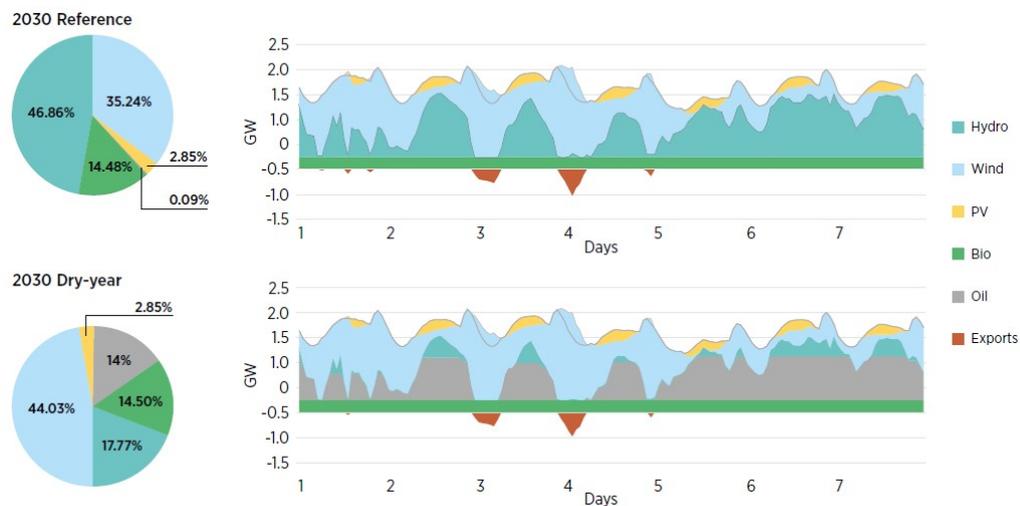


Figura 1.48 Comparativa de una semana entre año de referencia y año seco.

Se observa, como sucede en el caso de Colombia, el gran aumento de uso de petróleo que se requiere en un año seco, aumentando desde prácticamente el desuso a un 14%.

En el caso de Uruguay, los recortes de renovables se pueden evitar a través de las exportaciones, sin embargo, las medidas adicionales que se están explorando para almacenar o transformar el exceso de generación eólica de Uruguay incluyen power-to-heat, power-to-hydrogen y los vehículos eléctricos.

En la Fig. 1.49 se observa parte de los resultados obtenidos con la herramienta FlexTool, los principales indicadores de flexibilidad para el sistema eléctrico colombiano en 2030:

	2030 Reference		2030 Dry Year	
	Total (GWh)	Peak (MW)	Total (GWh)	Peak (MW)
Curtailment*	1 920	2 397	609	1 102.7
Loss of load	0	0	0	0
Spillage	0	0	0	0
Reserves inadequacy	0	0	0	0

Figura 1.49 Resultados Uruguay 2030.

Como se puede observar, no aparece ningún problema de flexibilidad además del recorte de renovables, gracias al aumento de generación mediante generadoras térmicas.

Evaluando inversiones adicionales para obtener el mix óptimo de energía: En el escenario de referencia de 2030, el modo de expansión de FlexTool no identificó ninguna inversión adicional rentable. En el escenario del año seco, sin embargo, la energía limitada de los reservorios hidroeléctricos podría justificar la inversión en capacidad adicional. En este escenario, FlexTool identifica como inversiones rentables otros 500 MW de energía solar fotovoltaica, 280 MW de energía eólica y 10 MW de biogás, como se muestra en la Fig. 1.50. Estas inversiones son rentables para reducir el coste del combustible (por el uso del petróleo) únicamente si la mayoría de los años futuros se espera que sean secos. Dado que las entradas de energía hidroeléctrica en la mayoría de los años serán considerablemente más altas, no se recomiendan tales inversiones. Se pueden observar dichos costes en la Fig. 1.51.

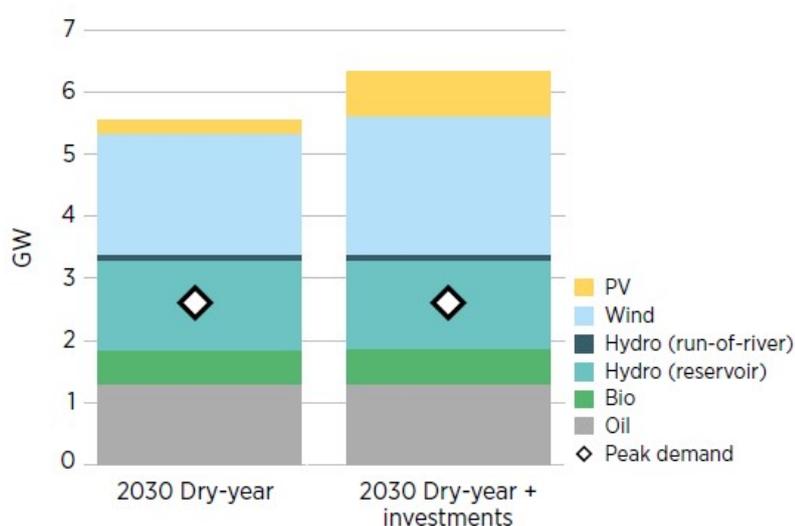


Figura 1.50 Mix de generación para 2030 del escenario de referencia con y sin inversiones, con el aumento de energías renovables.

Se puede observar que, a pesar de los costes que llevan consigo las inversiones, el coste total que se obtiene es ligeramente menor, ya que disminuyen los costes operacionales. Así se demuestra la rentabilidad de dicha inversión, en el caso de múltiples años secos, como se ha mencionado previamente.

Integración de mayor energía fotovoltaica:

Como estudio final, se realizó una prueba forzando inversiones de energía solar fotovoltaica en el sistema de energía hasta que surgiese un recorte significativo. En total, se analizaron 15 escenarios de energía solar fotovoltaica utilizando el escenario de referencia 2030, mostrado en la Fig. 1.52. El principal resultado de este análisis de sensibilidad fue que, durante cada hora, cuando la generación de VRE excede la demanda, este exceso podría exportarse a Argentina y/o Brasil. La figura siguiente muestra cómo crece la necesidad de exportaciones o recorte a medida que aumenta la penetración de VRE.

Este análisis resalta la oportunidad que un mercado transfronterizo activo entre Argentina, Brasil y Uruguay podría proporcionar para reducir el coste de la electricidad en los tres países.

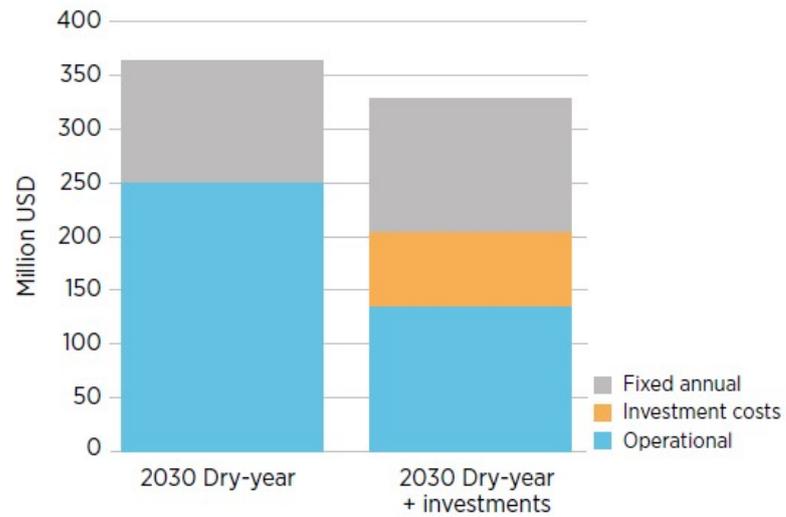


Figura 1.51 Comparación de los costes anuales para los escenarios de 2030 con y sin inversiones.

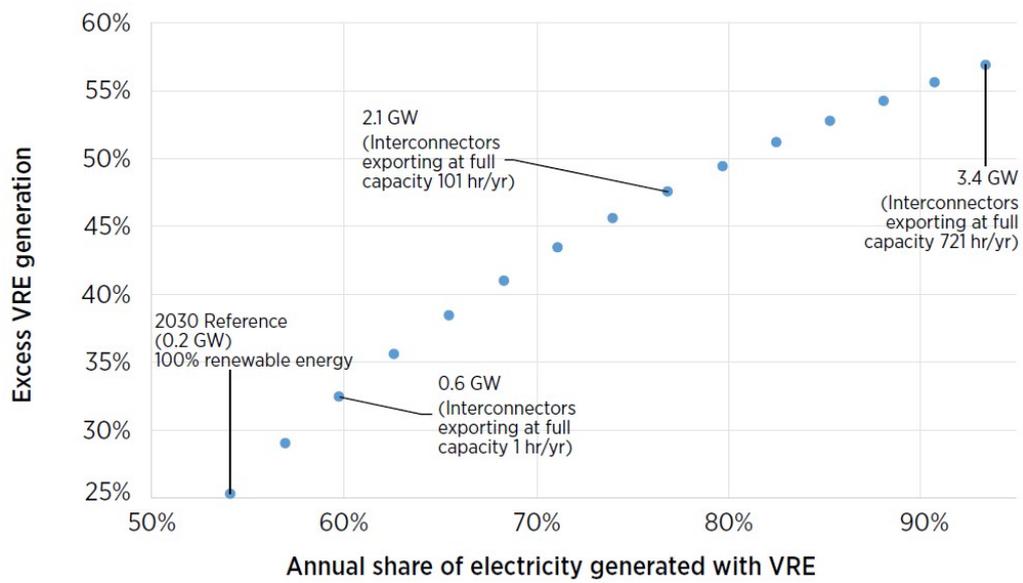


Figura 1.52 Recorte de renovables para diferentes niveles de penetración PV para 2030.

2 Datos de partida casos estudio

Una de las partes más complejas de este tipo de estudios es el recopilar toda la información necesaria para poder simular los escenarios planteados, ya que a menudo hay escasez de información, o incluso exceso de la misma, por lo que hay que tomar decisiones sobre qué datos se seleccionan para el estudio. Además, debido a lo comentado previamente, y a las limitaciones que herramientas de este tipo presentan, conlleva a tener que asumir determinadas simplificaciones para suplir la falta de datos.

En este apartado se mostrarán los datos más importantes que han sido necesarios para poder simular los escenarios, junto a las simplificaciones y suposiciones que se han aplicado al trabajo. Estas se han realizado por múltiples motivos que se irán comentando, siendo lo más habitual para evitar enormes tiempos de cálculo de la herramienta o para suplir una falta de datos. Se mostrará en los subapartados correspondientes.

2.1 Datos de entrada

A continuación, se muestran ciertos datos que es necesario disponer para poder simular los casos base ejecutados, tanto para 2017 como para 2030, para poder disponer de una comparativa de la evolución de los mismos, con una breve explicación. En el caso de que fuese necesaria una explicación más extensa para algún caso concreto, se tratará en el apartado correspondiente a dicho caso.

Coste de las penalizaciones: uno de los costes más importantes que aparecerán a lo largo del trabajo consiste en el coste debido a las penalizaciones, las cuales presentan valores muy elevados, como se observa en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Coste de las penalizaciones.

	Coste [€/MWh]
Pérdida de carga	10000
Reserva insatisfecha	20000
Recorte de renovables	50

Coste de emisión CO₂: el programa contempla en los costes los provocados por las emisiones de CO₂ de las energías térmicas, por lo que requiere que se le defina un coste del mismo [4].

Tabla 2.2 Coste de emisión CO2.

[€/t CO2]	2017	2030
Coste CO2	5.83	23

Como se puede observar en la tabla 2.2, el coste de dicha emisión para 2030 será bastante elevado respecto al coste del año 2017, ya que se tiende a promover cada vez más el uso de energías limpias, penalizando las energías con emisiones de CO2.

Eficiencia de cada tipo de generación: para poder funcionar correctamente se requiere definir ciertos parámetros de entrada de los diferentes métodos de generación, entre ellos sus correspondientes eficiencias (además de mínima carga, rampas...). Se mantienen los mismos valores para 2017 y para 2030, ya que no se espera un gran avance en dichas tecnologías. Se muestra en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Eficiencia de cada tipo de generación.

	Eficiencia
Carbón	0.37
CC	0.45
Hidráulica	1
Eólica	1
PV	1
Cogeneración	0.8
Nuclear	0.35
Biomasa	0.35
Petróleo	0.4

Coste combustible: para evaluar correctamente los costes técnicos de los distintos tipos de generación, se define en la tabla 2.4 el coste de sus combustibles, en €/MWh, los cuales serán diferentes para los dos años estudiados [5].

Tabla 2.4 Coste combustible.

	€/MWh	
Fuel	2017	2030
Carbón	10.37	8.3
Gas natural	18.9	24.6
Uranio	9.5	9.5
Petróleo	45	87
Biomasa	9.72	9.72

Nudos contemplados: para definir la red completa, como ya ha sido explicado previamente, se definen 3 nudos de generación y consumo, uno para cada país estudiado. Se muestra en la tabla 2.5.

Tabla 2.5 Nudos contemplados.

Nudo A	España
Nudo B	Francia
Nudo C	Portugal

Se muestra en la Fig. 2.1 un gráfico de la red planteada a continuación, con sus correspondientes interconexiones.

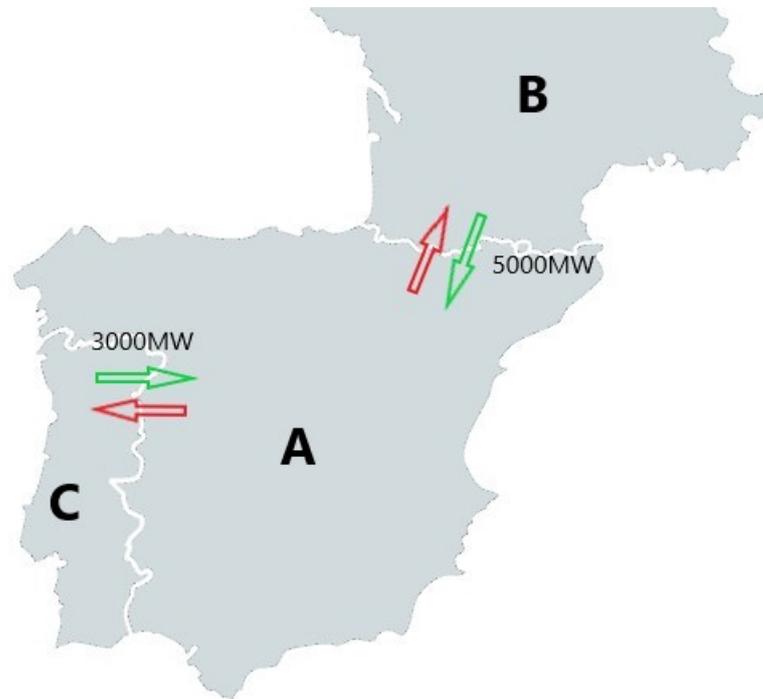


Figura 2.1 Red estudio.

Disponibilidades de los distintos tipos de generación: para mayor realismo, se han limitado las potencias instaladas con respecto a su disponibilidad, ya que FlexTool no permite introducir un valor de indisponibilidad. Se estudian las disponibilidades reales de las unidades de generación en España para 4 años consecutivos y se obtiene un valor medio, como puede verse en la tabla 2.6.

Tabla 2.6 Disponibilidades unidades de generación.

Energía	Año	Disponibilidad	Disponibilidad media
Carbón	2015	89.9	89.6
	2016	86.6	
	2017	89.7	
	2018	92	
CC	2015	90.1	91.4
	2016	90.3	
	2017	92.3	
	2018	93	
Nuclear	2015	84.6	85.9
	2016	86	
	2017	86	
	2018	86.8	
Cogeneración	2015	43	50
	2016	44	
	2017	55	
	2018	58	

Parques de generación: en la tabla 2.7, 2.8 y 2.9, se muestra, en MW, el parque de generación correspondiente a cada nudo, ya limitado como ha sido comentado con sus correspondientes disponibilidades. No se contemplan los bombeos para el año 2017, siendo incluidos los mismos en la capacidad de generación hidráulica. Sí se contemplan para el 2030, para poder disponer de dicha capacidad de almacenamiento. Dicho bombeo se define de dos formas, como bombeo diario y como bombeo semanal, para posteriormente definirle dos capacidades de almacenamiento diferentes.

España [6] [7]:

Tabla 2.7 Potencia instalada España.

Unidad	Potencia instalada [MW]	
	2017	2030
Carbón	8553	1170
Hidráulica	20358	24133
Eólica	22921	50258
PV	6743	44185
CC	23026	24703
Nuclear	6120	2736
Cogeneración	3199	1615
Bombeo diario	-	926
Bombeo semanal	-	5911

Francia [8] [9]:

Tabla 2.8 Potencia instalada Francia.

Unidad	Potencia instalada [MW]	
	2017	2030
Nuclear	54291	51600
CC	11021	14560
Hidráulica	25517	25000
Eólica	13559	35000
PV	7660	28000
Biomasa	1748	3600
Petróleo	3675	0
Carbón	2411	0
Bombeo diario	-	3885
Bombeo semanal	-	1915

Portugal [10] [11]:

Tabla 2.9 Potencia instalada Portugal.

Unidad	Potencia instalada [MW]	
	2017	2030
Eólica	5028	7500
Hidráulica	6918	6918
PV	585	8000
CC	4331.01	4238
Biomasa	357.6	538
Carbón	1412.89	0
Bombeo semanal	-	3459

Líneas de interconexión: es necesario definir las capacidades de las líneas de interconexión entre nudos (países), ya que el programa trabajará con ello para calcular los valores de los intercambios entre ellos. Como se observa en la tabla 2.10, se ha tenido en cuenta el aumento esperado en la interconexión España-Francia [12].

Tabla 2.10 Líneas de interconexión con países vecinos.

	Capacidad intercambio [MW]	
	2017	2030
SP-FR	2800	5000
SP-PT	3000	3000

Más datos de entrada necesarios: La herramienta requiere de un conjunto de series temporales para su correcto funcionamiento, que serán definidas a continuación. No se mostrarán ya que se tratan de series temporales horarias de un año completo, es decir, de 8760 valores. Para ayudar en la visualización, se mostrarán una serie de tablas dinámicas realizadas con dichos valores, utilizando los correspondientes al 2030.

- **Perfiles generación renovable:** Se obtienen los perfiles reales del 2017 [13] y se mantienen para 2030. Se definirán los factores de capacidad, viéndose modificada la potencia instalada con respecto a las previsiones correspondientes.

En las Fig. 2.2, 2.3 y 2.4, se muestran las tablas dinámicas horarias para los perfiles eólicos. Como es típico en los perfiles eólicos, la mayor generación suele concentrarse en las horas nocturnas.

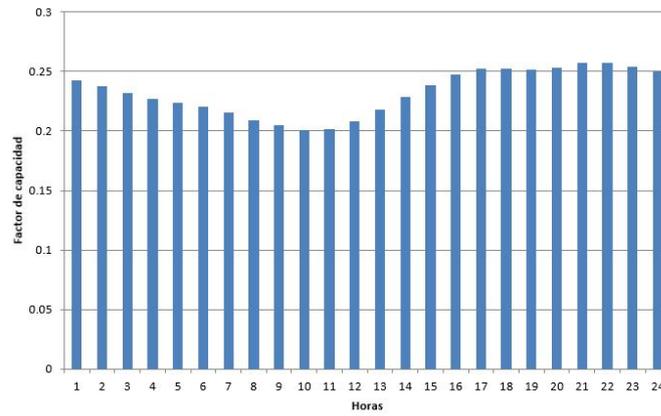


Figura 2.2 Generación horaria eólica España.

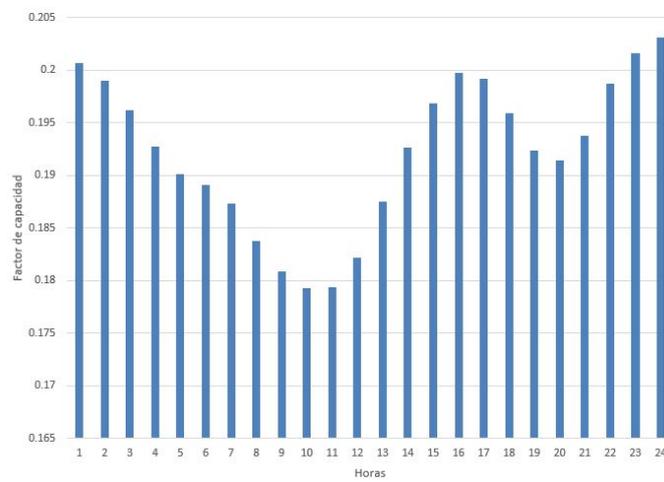


Figura 2.3 Generación horaria eólica Francia.

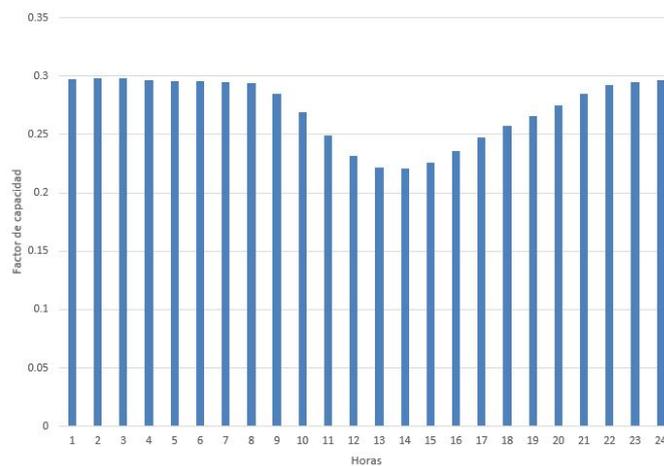


Figura 2.4 Generación horaria eólica Portugal.

En las Fig. 2.5, 2.6 y 2.7 se observa el ya bien conocido perfil fotovoltaico, concentrada su generación en las horas pico de sol.

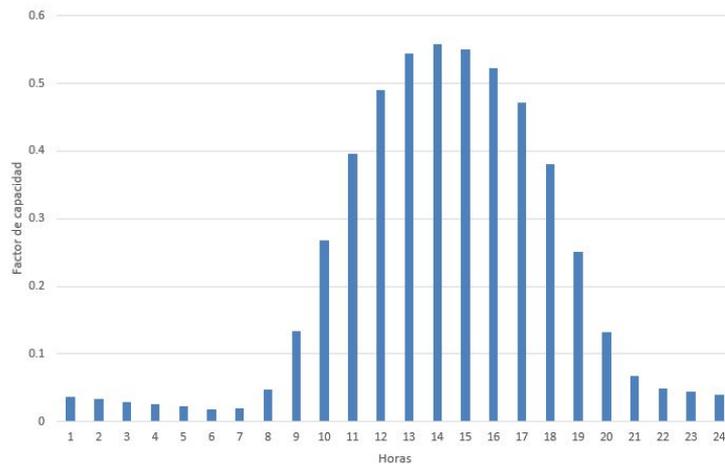


Figura 2.5 Generación PV horaria España.

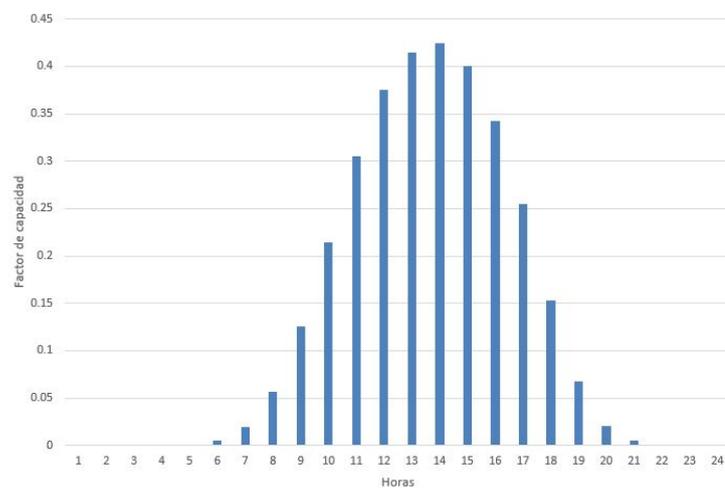


Figura 2.6 Generación PV horaria Francia.

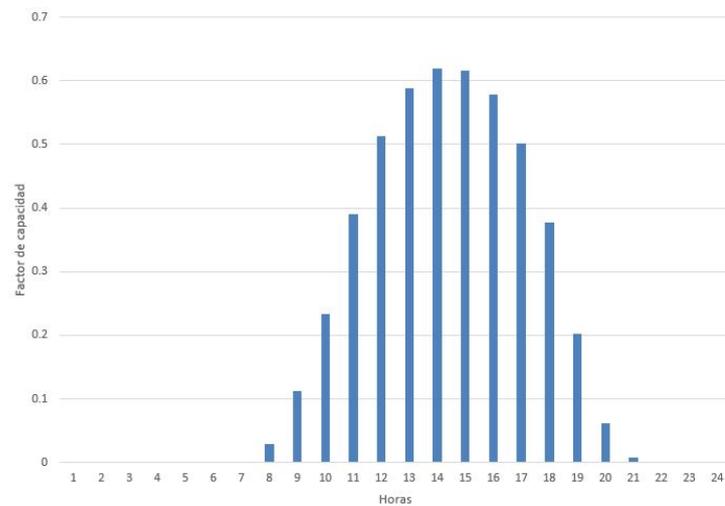


Figura 2.7 Generación PV horaria Portugal.

Dicha información también es útil visualizarla de manera mensual, mostrado en las Fig. 2.8, 2.9, 2.10, 2.11, 2.12 y 2.13, para ver cómo afecta la estación del año a dicha generación renovable. En el caso de la generación eólica, suele ser superior en los meses fríos, al contrario que ocurre con la generación fotovoltaica.

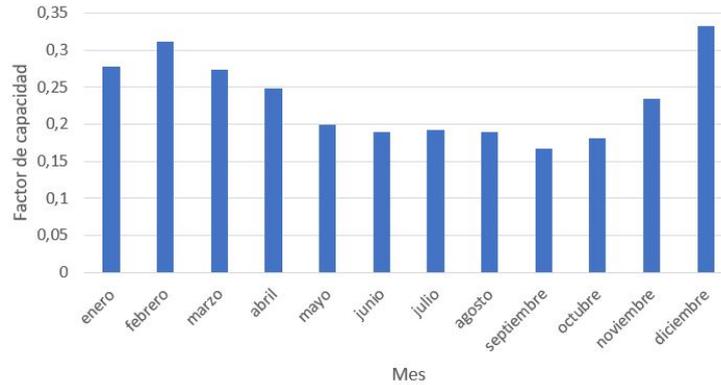


Figura 2.8 Generación eólica mensual España.

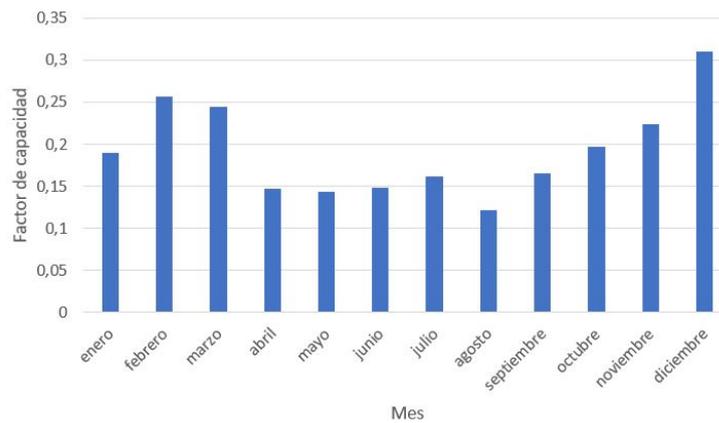


Figura 2.9 Generación eólica mensual Francia.

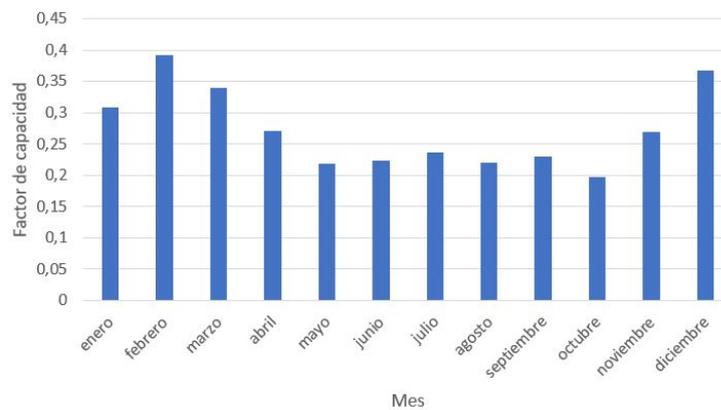


Figura 2.10 Generación eólica mensual Portugal.

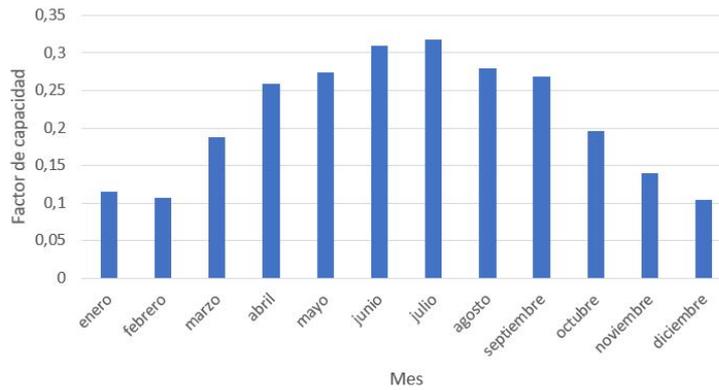


Figura 2.11 Generación PV mensual España.

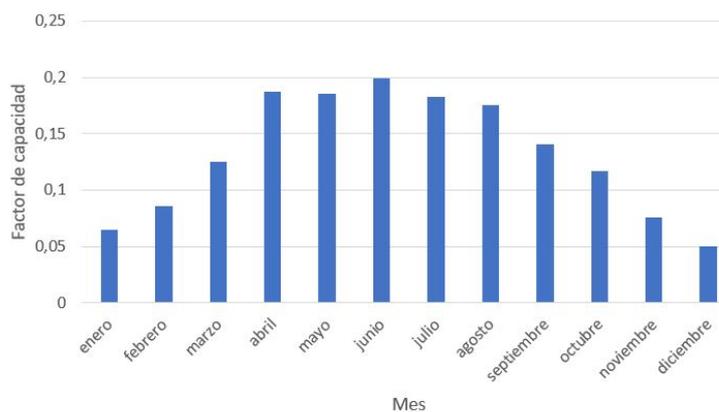


Figura 2.12 Generación PV mensual Francia.

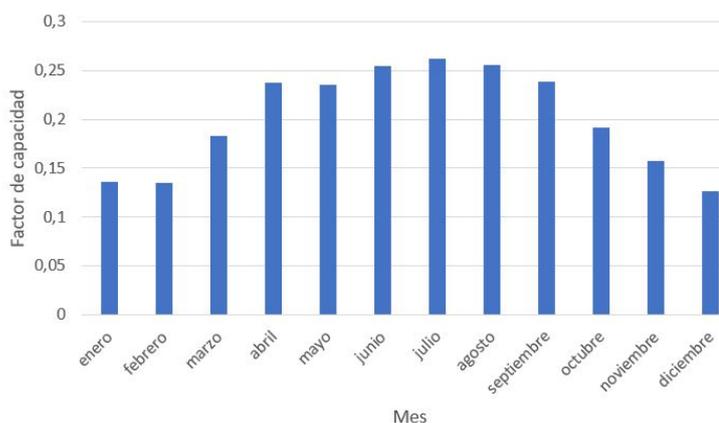


Figura 2.13 Generación PV mensual Portugal.

- Generación hidráulica: Se obtiene la generación real de 2017 y se escala para 2030 con respecto al aumento de la potencia instalada. Con respecto a los bombeos, se observa que no tiene mucho sentido definir de forma agrupada la hidráulica tradicional y el bombeo, por lo que se decide simular los escenarios definiéndolos de forma separada, para dotar al parque de generación de dicha capacidad de almacenamiento.

Para ello necesitamos saber aproximadamente la capacidad de almacenamiento en bombeo que tiene el sistema español (ya que las potencias sí que son datos de los cuales se dispone).

Puesto que se disponía de toda la información necesaria de la central de Aguayo, y no de las demás (de las cuales sólo se conocía su potencia), se extrapola dicha información para, de forma simplificada, obtener la capacidad de almacenamiento de las centrales de bombeo en España (de igual manera para Francia y Portugal). Para ello se hace una distinción entre los bombeos según si es de ciclo diario (embalses pequeños) o de ciclo semanal (embalses grandes). De esta manera se pueden definir los bombeos en cada uno de los países, obteniendo resultados considerablemente mejores que en el caso planteado inicialmente, en el cual se incluía el bombeo en la hidráulica, ya que se estaba perdiendo una gran capacidad de almacenamiento.

Se muestra en las Fig. 2.14, 2.15 y 2.16 las tablas dinámicas para la generación hidráulica, visualizadas de manera mensual, para ver el efecto de los meses lluviosos, ya que la visualización horaria no aporta una información útil.

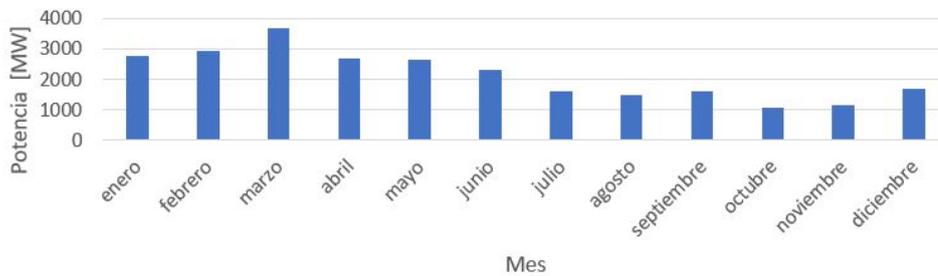


Figura 2.14 Generación hidráulica mensual España.

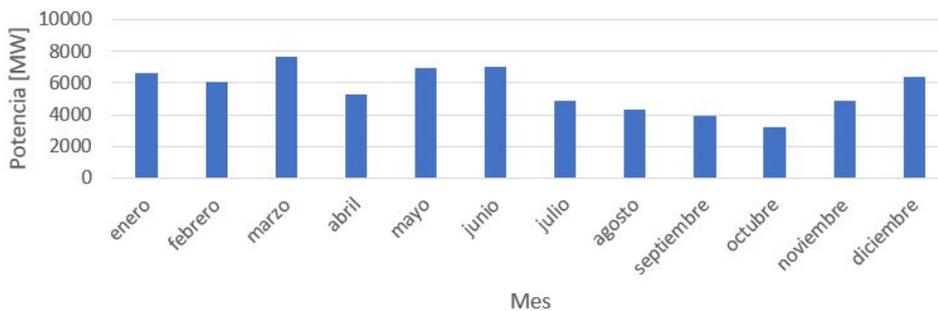


Figura 2.15 Generación hidráulica mensual Francia.

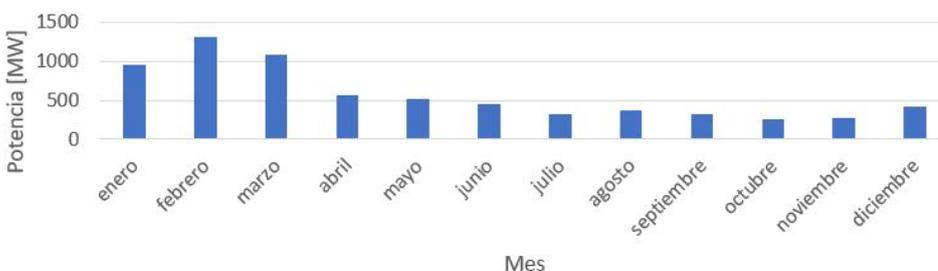


Figura 2.16 Generación hidráulica mensual Portugal.

Como era de esperar, la generación hidráulica es superior en los meses de invierno, los cuales suelen venir acompañados de lluvias.

- **Demanda:** Se obtiene la demanda real de 2017 para cada uno de los países estudiados, escalando dicha demanda para 2030, según el crecimiento esperado. Según varios estudios consultados, y refiriéndose en concreto al mencionado, se espera un crecimiento de un 1.1 % anual de la demanda [14], lo que lleva a un incremento del 14.3 % al cabo de 13 años. Para el caso de España se contempla la demanda peninsular y la de las islas Baleares, como se explicará a en apartados posteriores con mayor detalle.

Las representaciones horarias, que se muestran en las Fig. 2.17, 2.18 y 2.19, presentan la típica curva de la demanda, con los picos de consumo alrededor de las 12 y las 20 h.

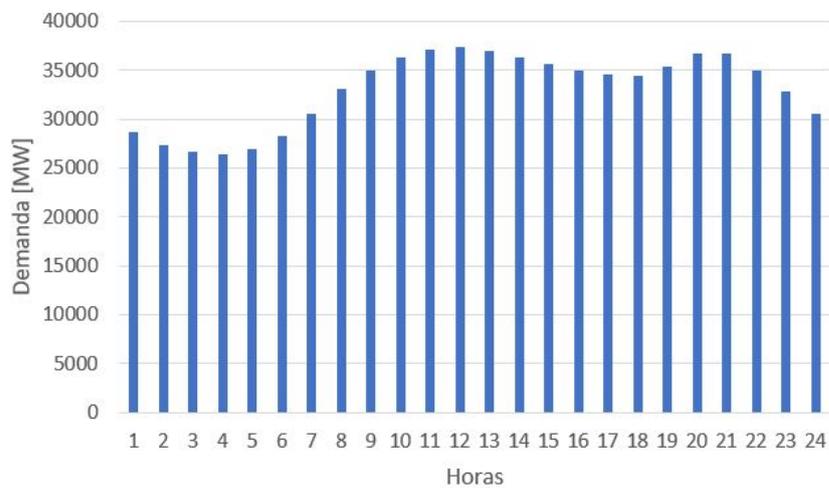


Figura 2.17 Demanda horaria España.

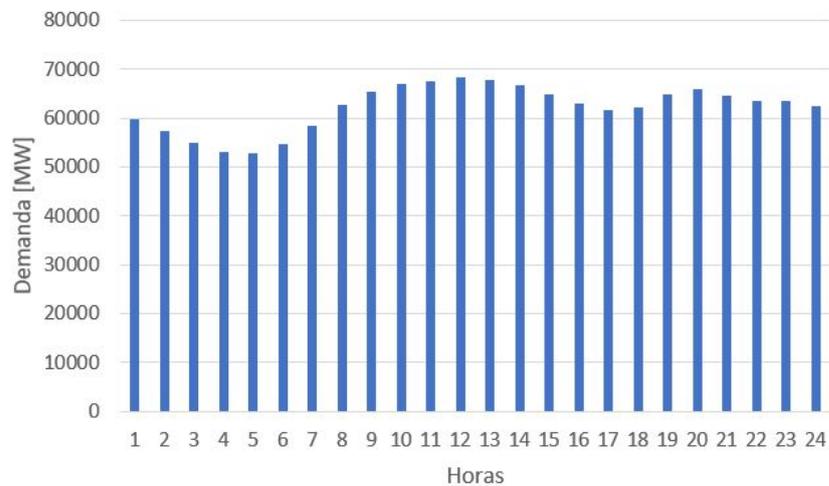


Figura 2.18 Demanda horaria Francia.

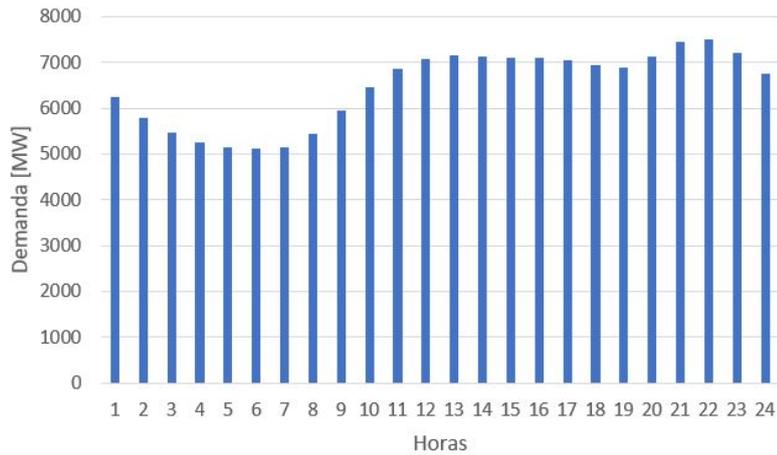


Figura 2.19 Demanda horaria Portugal.

Las representaciones mensuales, Fig. 2.20, 2.21 y 2.22, son muy diferentes para cada uno de los países, especialmente para el consumo francés, por presentar un clima diferente. Se puede observar como en el caso de España y Portugal se presentan los mayores consumos en invierno y en verano, dándose dicho pico únicamente en invierno para el caso francés, por sus veranos más suaves.

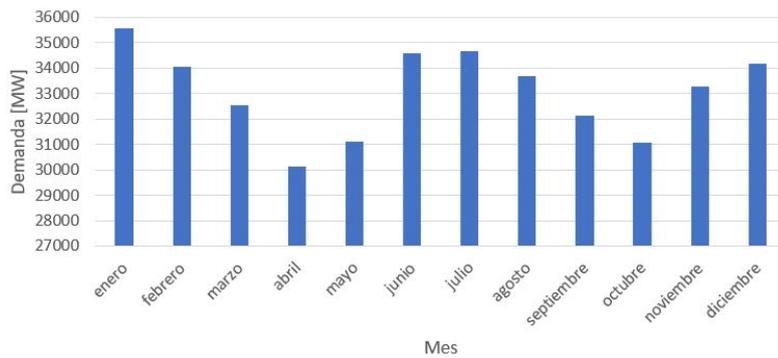


Figura 2.20 Demanda mensual España.

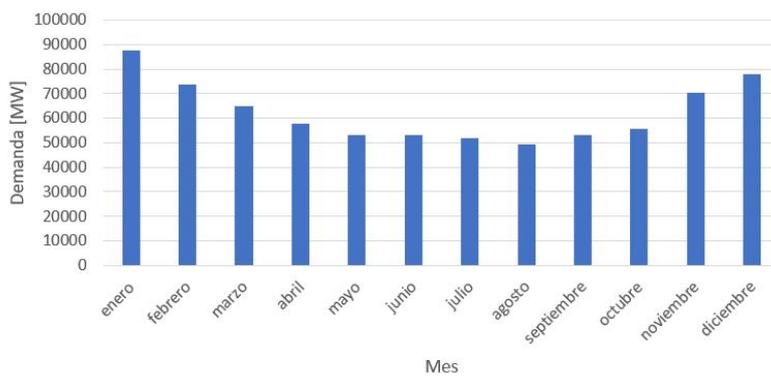


Figura 2.21 Demanda mensual Francia.

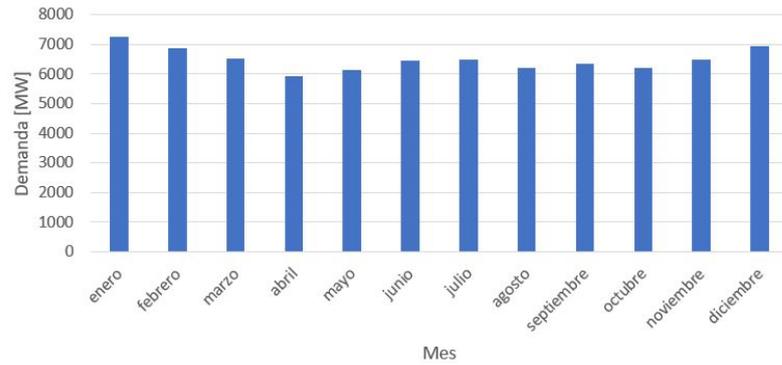


Figura 2.22 Demanda mensual Portugal.

- Reservas establecidas: Se obtienen las reservas establecidas para cada país en el año 2017 y se escalan para 2030 siguiendo el mismo crecimiento esperado para la demanda, un 1.1 % anual.
- Intercambios: Se obtienen los intercambios (importaciones y exportaciones) reales para 2017 y se mantienen para 2030, ya que se espera que cada país tenga un crecimiento en su demanda y en su capacidad de generación, no siendo necesario un crecimiento de los intercambios. Para el caso de España se contemplan intercambios con Marruecos, mientras que para el caso de Francia se contemplan intercambios con Suiza, Italia, Bélgica, Alemania y Reino Unido.

Se muestra en las Fig. 2.23 y 2.24, al igual que para los datos previos, las tablas dinámicas de dichos intercambios. Se puede observar cómo, en el caso horario, se obtiene una curva similar a la que seguiría la demanda. No se muestran las tablas mensuales ya que se ven muy afectados según el año del cual se trate.

En el caso de España con Marruecos los intercambios siempre son exportaciones (de la península hacia fuera), no siendo así en el caso francés. Aún así, su tabla horaria resulta mostrar exportaciones ya que en la gran mayoría de las horas Francia destaca por ser un país mayormente exportador.

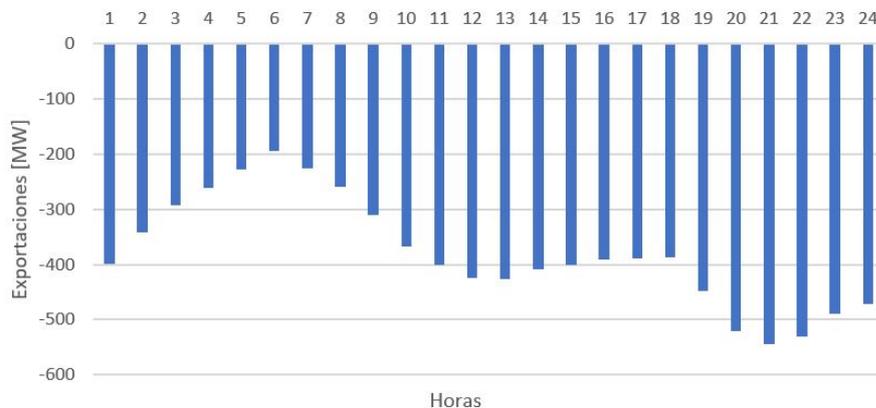


Figura 2.23 Exportaciones España-Marruecos.

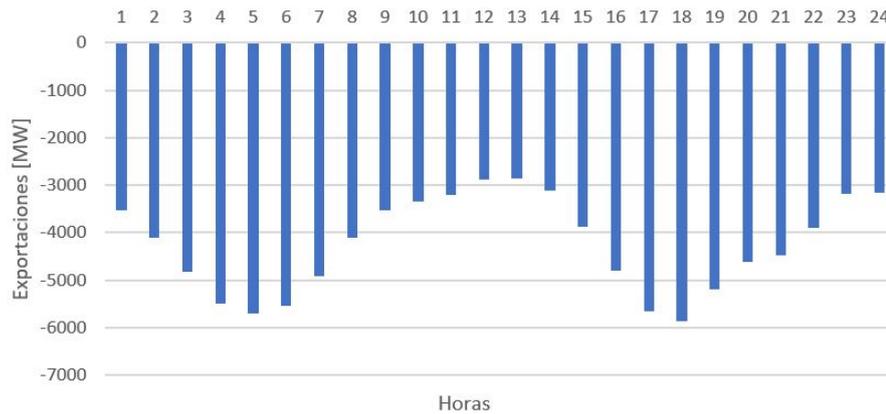


Figura 2.24 Intercambios Francia (excluyendo España).

2.2 Simplificaciones

- Se agrupan las energías solares (fotovoltaica y termosolar) como una única energía. Cuando se declaran los factores de capacidad (generación renovable) se hace asumiendo una potencia instalada total que es el sumatorio de ambas. No presentan las mismas características, pero se simplifica de esa forma.
- En el caso de la hidráulica: para 2017 se incluye una serie temporal de generación hidráulica que incluye todos los tipos (incluye bombeo, por lo que pueden ser valores negativos). Para el caso de 2030 se separa el bombeo de la hidráulica (por lo tanto, los valores de la serie temporal sólo pueden ser positivos), y se define un nuevo tipo de generación para el bombeo, que presenta capacidad de almacenamiento, como una batería.

Para la hidráulica se toma una simplificación más, ya que el programa obliga a introducir una serie temporal de generación para definirla, por lo que para el 2030 se añade la del 2017 pero escalada según el crecimiento esperado para dicho tipo de generación. Evidentemente esto no es realista ya que cada año presenta una generación diferente de hidráulica, dependiendo de si el año ha sido húmedo o seco, pero puesto que el 2017 fue un año de valores medios pues se decide tratarlo así.

- Perfil eólico obtenido de los datos de 2017 y escalados para la generación eólica de 2030 (aumenta su capacidad instalada), ya que no es posible predecirlo con fiabilidad. En el caso de los perfiles fotovoltaicos, estos son más estables a lo largo de los días, por lo que es más fiable.
- Puesto que fue imposible localizar los valores de reservas para Francia y Portugal, se decidió escalar los valores de reservas de España según consumo y generación. Se decide escalar las reservas para 2030 de igual manera que la demanda, asumiendo que sigue un crecimiento similar.
- Para la simulación no se han podido utilizar las series temporales completas, ya que provocaba un enorme incremento del tiempo de simulación, lo cual no era viable. Lo que hace el programa es simular el año completo usando periodos de tiempo representativos, y luego escalar para el año completo. En concreto, se utiliza un 23% del año. Los costes son escalados linealmente de igual manera para corresponder a un año completo.
- FlexTool no presenta ninguna opción de definir que los intercambios entre nudos tengan un coste. Se plantea la posibilidad de añadir en los costes definitivos los costes estimados de dichas importaciones, para mayor realismo, pero ya que el programa solo contempla costes

técnicos de generación, sin incluir ninguna estrategia de mercado, se decide no incluir dichos costes.

- Para definir las unidades de generación es necesario definir un tamaño medio de las unidades de generación. Lo que se ha realizado es tomar como dicho valor el valor típico en España, y aplicarlo para Francia y Portugal.
- Para algunos tipos de generación se ha decidido que sean definidos como tipo gas. Por ejemplo, los ciclos combinados se han definido de dicha forma, y la cogeneración se ha definido de igual manera, pero con mayor eficiencia (también al definir el tamaño típico de la unidad de generación se han decidido valores menores, ya que las centrales de cogeneración suelen ser de menor potencia).
- El valor del combustible de las nucleares se mantiene igual para 2030 que para 2017, ya que no se espera ningún incremento del coste del mismo (y es difícil de encontrar dicha estimación ya que las nucleares suelen comprar su combustible para muchos años vista).
- Hay que tener en cuenta que los ciclos combinados siempre van a aparecer con menor generación final en los resultados del programa que en la realidad, ya que dicha generación por su alta velocidad de conexión entra mucho en regulación y en otros aspectos que el programa no contempla. El mismo hace un estudio meramente económico.
- Hay ciertos tipos de generación con escasa potencia instalada, que no se han añadido al trabajo, por evitar complicaciones.
- Se ha asumido un crecimiento anual de la demanda del 1.1 %, obteniendo un crecimiento final entre 2017 y 2030 de un 14.3 %. La primera decisión que se tomó fue asumir un crecimiento del 2.5 %, ya que se había comentado que un crecimiento entre el 2-3 % era un valor razonable, pero comprobando muchas predicciones a posteriori se ha observado que dicha tendencia cada vez disminuye más, ya que los consumos son más eficientes. Por ello, como se puede justificar mediante los estudios seleccionados, se decide un aumento del 1.1 %, obteniendo mejores resultados.
- Se ha definido cada país (España, Portugal y Francia) como un nudo único, lo cual evidentemente provoca que el estudio no sea totalmente realista. Para hacerlo realista habría que definir más nudos por país, definiendo sus líneas de transporte, e incluir más países con los que tienen interconexión cada uno de ellos (para permitir que fuese la herramienta la que decidiese los intercambios). Por ejemplo, en el caso de Francia, estamos asumiendo unas exportaciones similares a las que se han dado en los últimos años, y en los resultados observamos pérdida de carga. En un caso realista, dichas exportaciones serían menores para evitar el LOL en el país.
- No se están teniendo en cuenta ciertas herramientas de gestión de la energía y de protección frente a pérdidas de carga como puede ser la demanda gestionable.
- En el caso de las potencias instaladas para 2030 no se puede saber con seguridad si todos los proyectos planteados y los planes futuros se llevarán a cabo, pero se estima que los programas a futuro de cada país con respecto a sus parques de generación se cumplirán en mayor o menor medida.
- En el caso de los costes finales, hay ciertos elementos que no se están teniendo en cuenta, como puede ser los inversores para los casos en los cuales se instalan baterías, ya que al buscar predicciones de coste de baterías a largo plazo no incluyen esa parte de la instalación.

3 Escenarios de partida: año 2017

En este capítulo se mostrará la situación que presentaba el sistema español en el año 2017, información que se obtendrá del informe anual de Red Eléctrica de España (REE), para, posteriormente, poder mostrar los escenarios de partida que se han realizado para dicho año. El mencionado trabajo será el material de partida para los estudios posteriores, en los cuales se mostrará una visión de 2030.

3.1 Panorama español 2017

Para poner este trabajo en un contexto claro, este capítulo comienza mostrando una breve pincelada del panorama español durante el año 2017. Esto se realiza ya que los casos de los cuales se partirán en el trabajo se realizaron con los datos del año 2017, y esos casos son la base para la realización del estudio de 2030, que es la motivación del trabajo realizado. La información posterior ha sido obtenida del informe que Red Eléctrica de España realizó para el 2017 [6].

Demanda

En el año estudio, 2017, la demanda en España alcanzó un valor final de 268.140 GWh, lo cual supuso un aumento del 1,1% respecto al año anterior, superando la tasa de crecimiento del 0,7% registrada en 2016, aunque un 4,6% inferior a la demanda de 2008. Esta disminución se debe a los años de crisis económica, los cuales causaron una disminución muy considerable en el consumo.

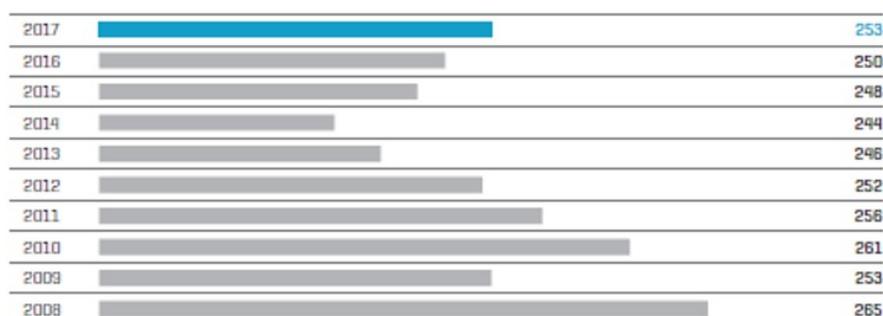


Figura 3.1 Evolución de la demanda eléctrica peninsular en b.c. en los últimos 10 años (TWh).

Como se puede observar en la Fig. 3.1, la tendencia es creciente a partir del inicio de la recuperación de la mencionada crisis, desde el 2015.

Con respecto a los picos de consumo en el año estudio, el valor máximo instantáneo peninsular que se dio fue el 18 de enero de 2017, con valor de 41381 MW (2.2% superior al máximo de 2016).

Generación

La capacidad instalada del parque generador en España descendió por segundo año consecutivo finalizando el año con 104.122 MW instalados, un 0,5% menos que en 2016, debido este descenso mayoritariamente al cierre definitivo de la central nuclear Santa María de Garoña de 455 MW, una instalación que permanecía inactiva desde finales de 2012.

La generación de energía eléctrica en el sistema peninsular, que representa casi el 95% de la generación total nacional, se ha estabilizado en 2017 en 248.424 GWh. Las variaciones más significativas respecto al año anterior las registra la generación hidráulica que se redujo en un 49,1%, mientras que los ciclos combinados y el carbón aumentaron su producción un 31,8% y un 21,0%, respectivamente, para compensar dicho descenso de la generación hidráulica. Además, del conjunto de la potencia instalada a nivel nacional, el 46,3% corresponde a instalaciones de energía renovable y 53,7% a tecnologías no renovables, balanza que se espera equilibrar a favor de las energías renovables en los próximos años.

Si se muestra el parque de generación por tecnologías, como se observa en la imagen siguiente, la producción eléctrica peninsular de 2017 se cubrió en primer lugar con la nuclear con un 22,4% (22,6 en 2016), seguida de la eólica con el 19,1 (19,0 en 2016). Por su parte, el carbón elevó su cuota al 17,1 (14,2 en 2016) y los ciclos combinados al 13,6% (10,3% en 2016), mientras que la hidráulica se redujo al 7,4% (14,5% en 2016), como se ha mencionado previamente. La restante generación se repartió entre la cogeneración (11,3%), las tecnologías solares (5,4%) y otras tecnologías con menor potencia instalada (3,7%).

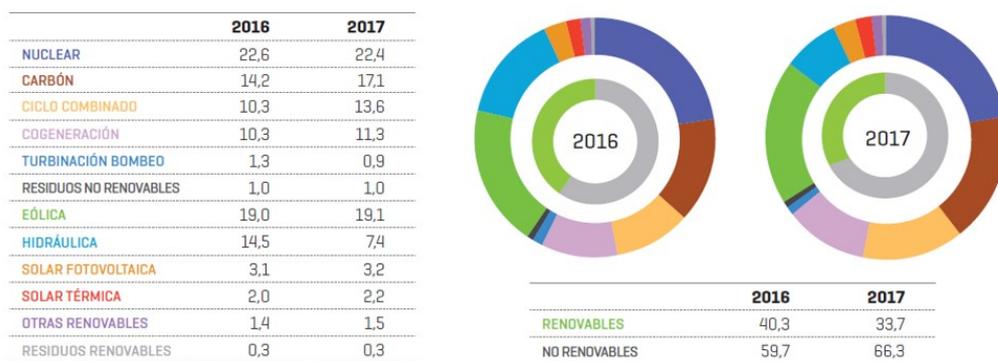


Figura 3.2 Estructura de la generación eléctrica peninsular en 2016 y 2017 (%).

Evaluando la generación renovable de dicho año, mostrada en la Fig. 3.2, la producción eólica peninsular de 2017 se situó en 47.498 GWh, un 0,4% superior a la registrada el año anterior. Este incremento se produce principalmente en el último trimestre del año, cuando esta tecnología generó un 44,2% más que en el mismo trimestre del 2016. Además, la eólica sigue siendo la tecnología renovable de mayor relevancia en el sistema peninsular, siendo la segunda fuente de generación eléctrica en dicho año, representando el 56,9% de las renovables en 2017, un peso muy superior al 47,3% que tuvo en 2016.

Evolución de la generación eléctrica renovable y no renovable peninsular (%):

Como se puede observar en la Fig. 3.3, el 2017 fue un año de escasa generación renovable en comparación con otros años, debido especialmente a la escasez de generación hidráulica. A pesar de ello, en 2017 España ha ocupado el decimosexto lugar en cuota de generación renovable sobre la producción total. Sin embargo, en cuota de eólica y solar eleva sus posiciones al quinto

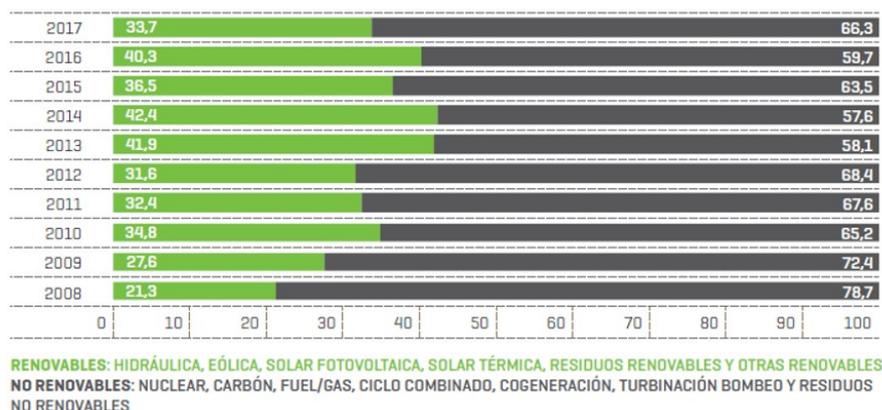


Figura 3.3 Evolución de la generación eléctrica renovable y no renovable peninsular (%):.

y cuarto lugar respectivamente, calculadas ambas sobre el total de la producción de energía eléctrica.

En las Fig. 3.4 y 3.5 se puede observar con detalle la energía generada por cada tecnología y su correspondiente potencia instalada.

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	GWh	%17/16	GWh	%17/16	GWh	%17/16
Hidráulica	18.361	-49,1	3	-5,5	18.364	-49,0
Turbinación bombeo ⁽²⁾	2.249	-28,2	-	-	2.249	-28,2
Nuclear	55.609	-0,9	-	-	55.609	-0,9
Carbón	42.593	21,0	2.603	13,0	45.196	20,6
Fuel/gas ⁽³⁾	-	-	7.011	3,6	7.011	3,6
Ciclo combinado ⁽⁴⁾	33.855	31,8	3.442	-3,7	37.296	27,5
Hidroeléctrica	-	-	20	12,7	20	12,7
Eólica	47.498	0,4	399	0,1	47.897	0,4
Solar fotovoltaica	7.988	5,4	397	-0,4	8.385	5,1
Solar térmica	5.348	5,5	-	-	5.348	5,5
Otras renovables ⁽⁵⁾	3.603	5,5	11	5,1	3.614	5,5
Cogeneración	28.134	8,7	36	4,2	28.170	8,7
Residuos no renovables	2.459	-0,5	149	9,7	2.608	0,0
Residuos renovables	728	12,1	149	9,7	877	11,7
Generación	248.424	0,0	14.221	3,2	262.645	0,1
Consumos en bombeo	-3.675	-23,7	-	-	-3.675	-23,7
Enlace Península-Baleares ⁽⁶⁾	-1.179	-5,7	1.179	-5,7	0	-
Saldo intercambios internacionales físicos ⁽⁷⁾	9.171	19,6	-	-	9.171	19,6
Demanda [b.c.]	252.740	1,1	15.400	2,5	268.140	1,1

Figura 3.4 Balance de energía eléctrica nacional.

Para mayor información con respecto a la generación térmica, las centrales de carbón peninsulares, en 2017 generaron 42.593 GWh, un 21,0% más que el año anterior, como se puede observar en la Fig. 3.6. Este aumento tuvo lugar sobre todo en la primera mitad del año, principalmente en los meses de abril y mayo coincidiendo con los mayores descensos de producción hidráulica.

La producción peninsular de los ciclos combinados creció por tercer año consecutivo, alcanzando los 33.855 GWh, lo que ha significado un incremento del 31,8%, siendo la tecnología con mayor crecimiento anual registrado en el sistema peninsular.

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	%17/16	MW	%17/16	MW	%17/16
Hidráulica	17.030	0,0	2	0,0	17.032	0,0
Bombeo puro	3.329	0,0	-	-	3.329	0,0
Nuclear	7.117	-6,0	-	-	7.117	-6,0
Carbón	9.536	0,0	468	0,0	10.004	0,0
Fuel/gas	0	-	2.490	0,0	2.490	0,0
Ciclo combinado	24.948	0,0	1.722	0,0	26.670	0,0
Hidroeléctrica	-	-	11	0,0	11	0,0
Eólica	22.922	0,1	211	35,2	23.132	0,3
Solar fotovoltaica	4.439	0,0	247	0,2	4.687	0,0
Solar térmica	2.304	0,0	-	-	2.304	0,0
Otras renovables ⁽¹⁾	852	0,1	6	0,0	858	0,1
Cogeneración	5.818	-2,8	10	0,0	5.828	-2,8
Residuos no renovables	459	0,0	38	0,0	497	0,0
Residuos renovables	123	0,0	38	0,0	162	0,0
Total	98.877	-0,6	5.245	1,1	104.122	-0,5

(1) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

Figura 3.5 Balance de potencia eléctrica instalada a 31/12/2017 (sistema eléctrico nacional).

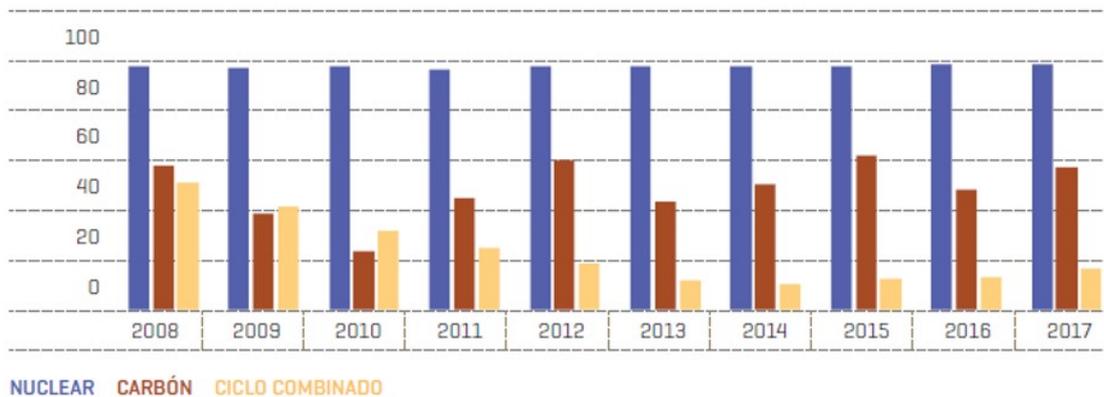


Figura 3.6 Coeficiente de utilización de las centrales térmicas peninsulares (%).

Intercambios internacionales

España, al tratarse prácticamente de una isla eléctrica por su situación, sólo puede recibir apoyos desde Centroeuropa a través de Francia, ya que además de Portugal es la única frontera real que presenta. Por ello, es muy importante reforzar dichas interconexiones, ya que todo sistema eléctrico es más fiable cuanto mayor ratio de interconexión presente. Actualmente está en proceso el aumento de dicha interconexión con Francia, mediante una nueva interconexión submarina por el Golfo de Vizcaya, que elevará la capacidad de intercambio de 2800 MW a 5000 MW. Se espera su puesta en marcha para 2025.

A pesar de ello, en el año estudio, el volumen de energía programada a través de las interconexiones alcanzó los 36.473 GWh, valor un 10,4% superior a 2016. Se programaron 13.649 GWh de exportación (un 7,6% más que el año anterior) y 22.824 GWh de importación (un 12,2% superiores a 2016). Al igual que en el año anterior, el saldo neto vuelve a ser importador con un valor de 9.175 GWh, un 19,8% superior al del año 2016.

Se puede observar en la Fig. 3.7 superior que desde hace 4 años la tendencia que sigue España es



Figura 3.7 Evolución anual de los intercambios internacionales programados (GWh).

la de ser país importador, exceptuando los intercambios con Marruecos y Andorra. Esto se debe a la gran cantidad de potencia nuclear que presenta Francia, energía considerada muy barata, y por lo tanto altamente exportada a sus países vecinos.

Intercambios internacionales de energía eléctrica programados por interconexión en 2017 (TWh), Fig. 3.8:

Se muestran en las Fig. 3.9 y 3.10 las capacidades y el saldo programado de las interconexiones de España con Francia y Portugal:

En dichas figuras se observa la capacidad de importación y exportación que presenta España, siendo escasamente aprovechados los niveles de exportación que se podrían alcanzar, especialmente en el caso de Francia.

A lo que se dirigen todos los sistemas eléctricos en la actualidad es a, a pesar de tener una gran capacidad de interconexión para tener un sistema seguro, conseguir una independencia eléctrica, obteniendo dicha energía de una forma renovable.

3.2 Escenarios 2017

Como punto de partida era necesario realizar el montaje, para el calibrado de la herramienta y la comprobación de su correcto funcionamiento, de un caso base del cual se dispusieran de los datos necesarios y de información para corroborar los resultados. Se decidió estudiar el año 2017, al estar publicada ya casi toda la información de dicho año. Para dicha simulación se trabaja con dos escenarios diferentes, con diferente nivel de detalle para realizar el proceso de menor a mayor dificultad, por facilidad de depuración de errores, que se mostrarán a continuación.

Este escenario sirve, mayormente, para comprobar el uso real de la herramienta y demostrar su fiabilidad, ya que es comparable con valores reales de los cuales se disponen (lo cual no es realizable para los escenarios de 2030, ya que en dicho caso se trabaja puramente con predicciones, por lo que existe una gran incertidumbre).

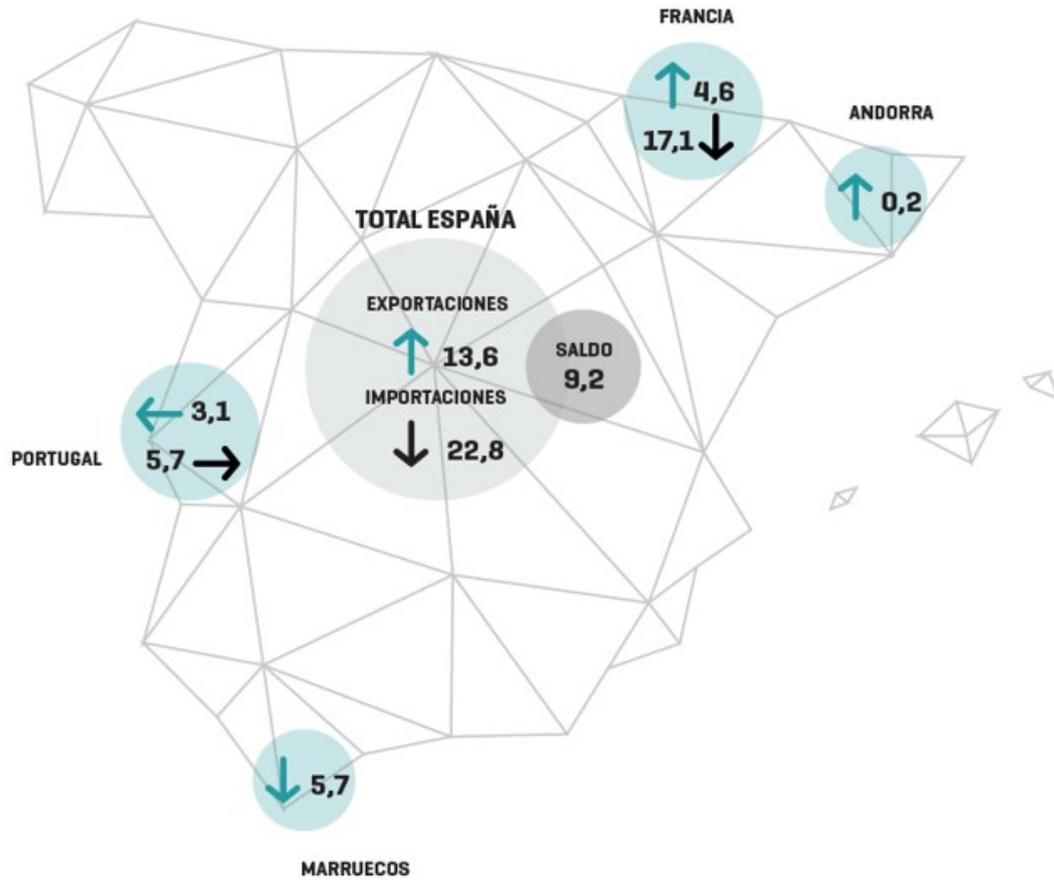


Figura 3.8 Intercambios internacionales de energía eléctrica programados por interconexión en 2017 (TWh).

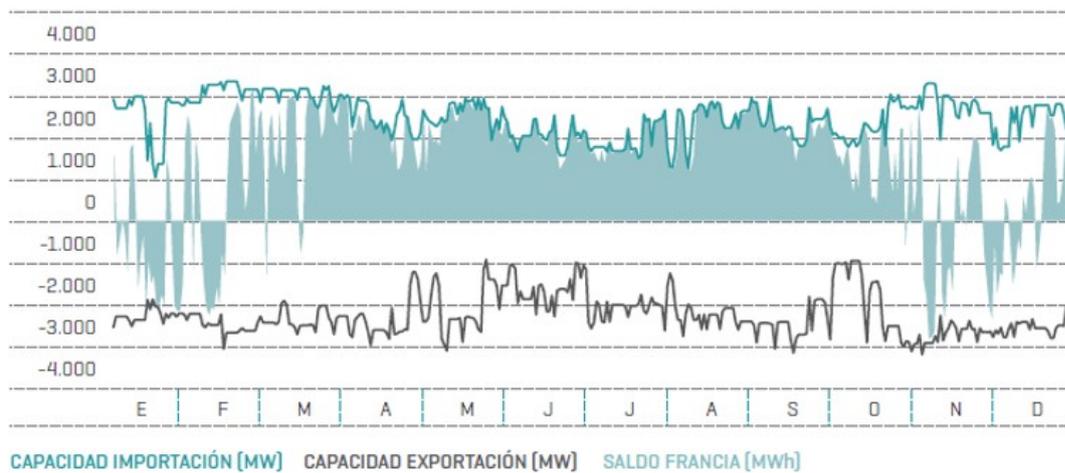


Figura 3.9 Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Francia en 2017 (MW/MWh).

Con respecto a la diferencia en los tiempos de simulación, se encuentra muy justificada la realización del caso B ya que añade bastante exactitud y apenas añade peso computacional. En concreto,

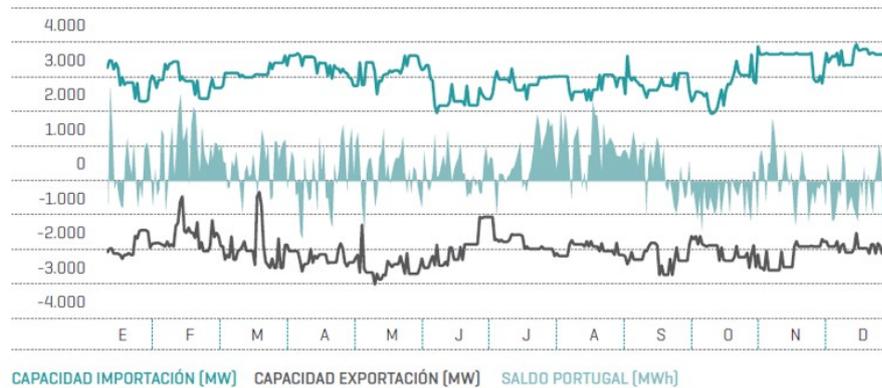


Figura 3.10 Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Portugal en 2017 (MW/MWh).

dicho caso requiere de 1 minuto y medio más de simulación para obtener sus resultados (pasando de 1' 13" a 2' 47").

A continuación, se muestran en detalle los dos escenarios planteados, para conocer las diferencias entre los mismos:

3.2.1 Caso A 2017

- España es definida por un único nudo de generación y consumo, ya que incluir más nudos implicaba un gran aumento del tiempo de ejecución, como se ha mencionado previamente. Además, se requerirían de muchos datos de generación y consumo para cada uno de esos nudos, por lo que sería considerablemente más difícil de simular. Las interconexiones con los países vecinos (Portugal, Francia y Marruecos) se contemplarán incluyendo sus valores reales de importaciones (exportaciones si es negativo).

- Para el parque de generación se define su potencia instalada peninsular, la cual es capada con sus correspondientes disponibilidades reales del año, para obtener un realismo mayor, ya que la herramienta no permite incluir indisponibilidad para las unidades de generación.

- Para definir la demanda de España se incluye un sumatorio de la demanda peninsular junto a los intercambios con Baleares, que siempre serán de la península hacia las islas, por lo que se pueden considerar demanda añadida a la peninsular.

- Los intercambios definidos serán el saldo neto de intercambios reales para el año estudio con Portugal, Francia y Marruecos.

- Con respecto a la definición de la generación hidráulica, se incluye toda la generación real horaria, comprendiendo esta tanto la hidráulica tradicional como los bombeos.

Puesto que dichos escenarios se simulan con la finalidad de comprobar la fiabilidad de la herramienta, se procede a comparar la generación obtenida mediante FlexTool con la generación real de 2017, obtenida del informe anual de REE.

Tabla 3.1 Generación real VS Generación FlexTool.

	Generación real [GWh]	Generación FT [GWh]	Diferencia [%]
Carbón	42593	64020	0.503
CC	33855	20690	-0.389
Hidráulica	18361	18310	-0.003
Eólica	47498	46720	-0.016
PV	13336	12780	-0.042
Cogeneración	28134	28030	-0.004
Nuclear	55609	53620	-0.036

Se puede observar en la tabla 3.1 que los resultados son bastante similares, exceptuando la generación mediante carbón y ciclo combinado (CC). En los resultados obtenidos se observa un mayor uso del carbón y un menor uso del CC que en los resultados reales, ya que el programa presenta un tipo de optimización técnico, haciendo un estudio meramente económico (siendo más económica la generación mediante carbón), y no contempla otras motivaciones por las cuales generarían en la realidad los CC (como podrían ser los mercados secundarios). La realidad es que los sistemas son controlados por los mercados, lo cual no es simulable mediante FlexTool. La generación restante es bastante precisa, sirviendo dichos resultados para demostrar en un principio la fiabilidad de la herramienta FlexTool.

Además, se muestran en la tabla 3.2 algunos resultados sobre los tipos de generación:

Tabla 3.2 Resultados principales generación.

Resultados generales	Caso base
Uso renovable (% demanda)	30.68
Térmica (TWh)	166.36
VRE + Hidráulica (TWh)	77.80

El parque de generación se puede observar en la tabla 3.3, junto a su porcentaje de utilización y a su cantidad de energía generada:

Tabla 3.3 Uso del parque de generación.

	P [MW]	Utilización [%]	Energía [TWh]
Carbón	8553	85.44	64.02
CC	23026	10.26	20.69
Hidráulica	20358	10.26	18.31
Eólica	22921	23.27	46.72
PV	6743	21.63	12.78
Cogeneración	3199	100	28.03
Nuclear	6120	100	53.62

La herramienta también proporciona resultados de costes totales para cada tipo de generación y para las correspondientes penalizaciones, pero no se mostrarán en este apartado ya que no aportan información relevante.

3.2.2 Caso B 2017

Para aprender a utilizar un sistema completo con varios nudos y sus correspondientes interconexiones, lo cual era necesario para la simulación del año 2030, se plantea un escenario más completo para el año 2017, el cual se define a continuación:

- De nuevo España se define como un nudo único, pero en este caso se incluye otro nudo para representar a Francia y otro para Portugal (no se define otro nudo para Marruecos ya que añadiría más tiempo de cálculo y requeriría tener información de generación y consumo de Marruecos, datos que son muy difíciles de obtener).

- Los intercambios que se realizan con Baleares los añadiremos, de nuevo, a la demanda, ya que son siempre negativos (exportaciones) y se obtienen de la generación peninsular.

- Para el parque de generación español se toma de nuevo la potencia instalada peninsular (capada de igual forma con sus correspondientes disponibilidades). Dichas disponibilidades se aplican también a los parques de generación franceses y al portugués.

- Para definir la demanda de España, se toma la demanda peninsular junto a los intercambios con las islas Baleares.

- Los intercambios con Francia y Portugal se dejarán libres, para que sea el programa el que decida sus valores, imponiendo las exportaciones reales hacia Marruecos. Además, se añaden los intercambios de Francia con sus países vecinos (Bélgica, Alemania, Suiza, Reino Unido e Italia), incluyendo la serie temporal real del año 2017. No se añaden los intercambios de Francia con España ya que dichos intercambios los decidirá la herramienta por sí sola.

Se muestran en la tabla 3.4 y 3.5 algunos de los resultados que proporciona la herramienta sobre los tipos de generación, para la red completa:

Tabla 3.4 Resultados principales generación.

Resultados generales	Caso base	Utilización [%]
Uso renovable (% demanda)	23.43	77.42
Térmica (TWh)	626.92	11.79
VRE + Hidráulica (TWh)	182.76	16.98

Tabla 3.5 Uso del parque de generación.

	P [MW]	Utilización [%]	Energía [TWh]
Carbón	12377	77.42	83.95
CC	38379	11.79	39.63
Hidráulica	52793	16.98	78.52
Eólica	41508	22.42	81.52
PV	14988	17.30	22.72
Cogeneración	3199	100	28.03
Nuclear	60412	86.32	456.84
Biomasa	2105	100	18.45
Petróleo	3675	0.09	0.03

4 Estudio energético 2030

La motivación principal del trabajo, que trata de realizar un estudio para la situación energética que presentará España para 2030, se desarrolla en el apartado en curso. Es de una necesidad vital que se realicen estudios similares para poder predecir y prevenir los problemas energéticos que pueden presentarse, y hacerlo de la manera más ecológica, eficiente y económica posible.

A continuación, se realizará la simulación de los mismos estudios previamente mostrados, pero utilizando la información recopilada de diferentes estudios y artículos para las previsiones de 2030, tanto para España como para sus países colindantes, ya que también es necesaria dicha información. Para cada caso se mostrarán los resultados obtenidos y conclusiones, al igual que se mostró para los estudios de 2017.

4.1 Panorama energético esperado para 2030

Para la realización de dichas simulaciones, la parte principal es la recopilación de datos. Se trata de una tarea complicada por la dificultad de localizar alguna de la información necesaria, siendo además predicciones a futuro, lo que lo hace aún más complejo. En este apartado se mostrará toda la recopilación de datos que se ha realizado para poder obtener conclusiones a futuro con FlexTool.

4.1.1 Combustibles

Hay que tener presente que año tras año el precio de los combustibles va variando de mayor o menor manera, por lo que no sería realista no modificar dichos valores. Es necesario obtener una evolución esperada de los precios de dichos combustibles. Dichos precios serán utilizados de igual forma por FlexTool para los 3 países utilizados en el estudio.

- Gas: Se puede observar en la Fig. 4.1 la predicción de los precios del gas natural para la generación de energía, obtenida del Annual Energy Outlook 2013 [15]. Presenta una tendencia ascendente, ya que las predicciones estiman un aumento del uso de los ciclos combinados para compensar los cierres de otras centrales de generación térmica, como pueden ser principalmente carbón, pero también nucleares.

Observando la gráfica se puede determinar un aumento del 135% para el 2030 con respecto al 2017. Con dicha información, y escalando el precio por MWh para el 2017, se obtiene un precio final de 32 €/MWh de generación con gas natural.

- Carbón: Como ya se ha mencionado previamente, la tendencia de precios de este combustible debería ser descendente, ya que las predicciones para los años próximos no son favorables para la generación térmica mediante carbón. Es decir, habrá una reducción de la demanda de dicho combustible, con su correspondiente disminución de precio.

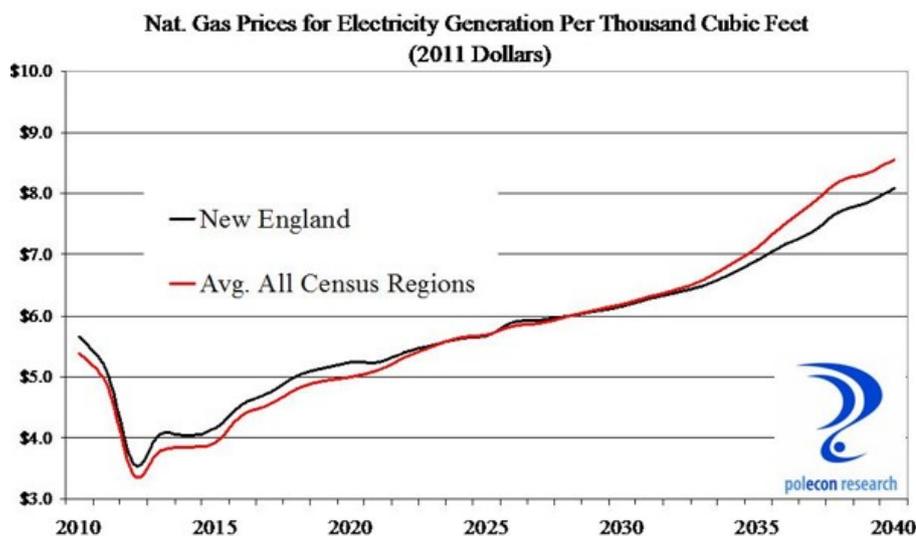


Figura 4.1 Predicción de la evolución del coste del gas natural.

Hay muchas predicciones sobre precios finales para 2030 para dicho combustible, pero una estimación media, obtenida del siguiente artículo, podría ser una tendencia a bajar aproximadamente un 20% su precio con respecto al 2017 [16].

Con dicha información, y escalando el precio por MWh para el 2017, se obtiene un precio final de 18.1 €/MWh de generación con carbón.

- **Petróleo:** Las estimaciones para dicho combustible son más difíciles de localizar debido a su reducido uso en comparación al carbón o gas natural. Se decidió usar la siguiente predicción, la cual estima que doblará su precio [17].

Con dicha información, y escalando el precio por MWh para el 2017, se obtiene un precio final de 87 €/MWh de generación con petróleo.

- **Nuclear:** Las estimaciones de precios de dicho combustible eran muy complejas de localizar, ya que dicho combustible es adquirido de una manera diferente al resto. Por ello se decidió mantener el precio para 2017, siendo de 9 €/MWh.
- **Biomasa:** Al ser un combustible del cual es difícil estimar su precio, y por ende su evolución, se decide mantener el precio utilizado para 2017, siendo este de 9.72 €/MWh.

4.1.2 Demanda

Como ya se ha comentado en el apartado de datos de partida, se estima que en los años próximos la demanda sufrirá un crecimiento anual del 1.1% [14], alcanzando un total de un 14.3% de crecimiento para el 2030.

Puesto que la herramienta FlexTool requiere para su correcto funcionamiento los datos de mix de generación de cada uno de los sistemas eléctricos implicados en el estudio, se realizó una búsqueda de los mismos. Se muestran a continuación.

- **Mix de generación español**

En el caso de España dicha información fue muy sencilla de recopilar, ya que disponemos del Escenario Objetivo del PNIEC, en el cual nos dan una tabla con el parque de generación estimado para los años 2020, 2025 y 2030. Dicha información fue obtenida del Ministerio para la Transición Ecológica (2019) [7].

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica	22.925	27.968	40.258	50.258
Solar fotovoltaica	4.854	8.409	23.404	36.882
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	235	235	235
Geotérmica	0	0	15	30
Energías del mar	0	0	25	50
Biomasa	677	877	1.077	1.677
Carbón	11.311	10.524	4.532	0-1.300
Ciclo combinado	27.531	27.146	27.146	27.146
Cogeneración carbón	44	44	0	0
Cogeneración gas	4.055	4.001	3.373	3.000
Cogeneración productos petrolíferos	585	570	400	230
Fuel/Gas	2.790	2.790	2.441	2.093
Cogeneración renovable	535	491	491	491
Cogeneración con residuos	30	28	28	24
Residuos sólidos urbanos	234	234	234	234
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Total	105.621	113.151	137.117	156.965

Figura 4.2 Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica 2015-2030(MW).

Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica (MW), Fig. 4.2:

También se puede observar en la Fig. 4.3 la evolución de potencia instalada de energías renovables (MW):

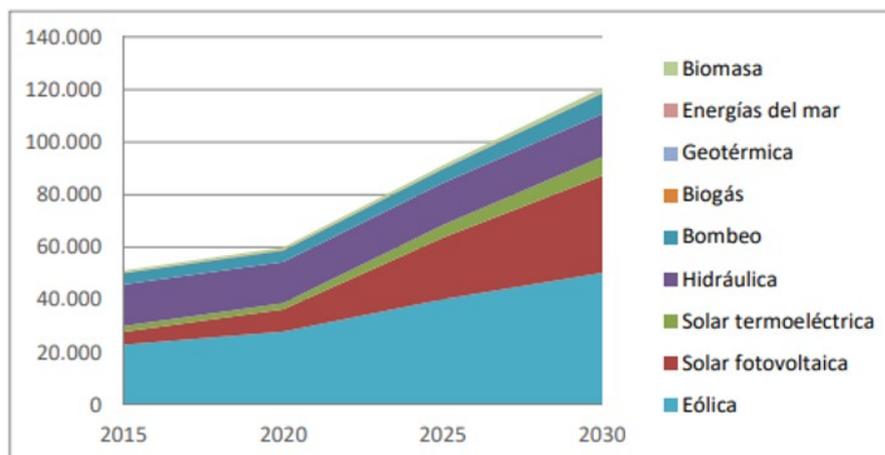


Figura 4.3 Evolución de potencia instalada de energías renovables (MW).

Partiendo de dichos datos, se muestra a continuación el mix de generación final para España, mostrando el año 2017, Fig. 4.4, frente al 2030, Fig. 4.5:

- Mix de generación francés

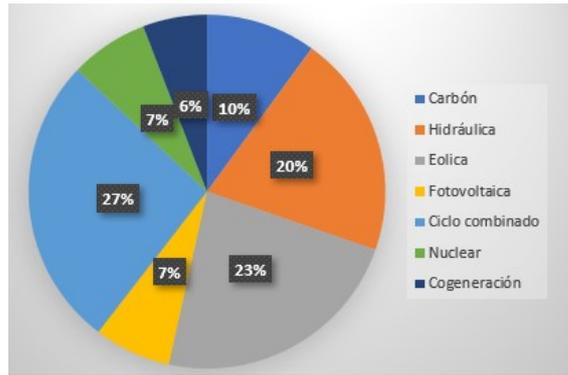


Figura 4.4 Mix generación España 2017.

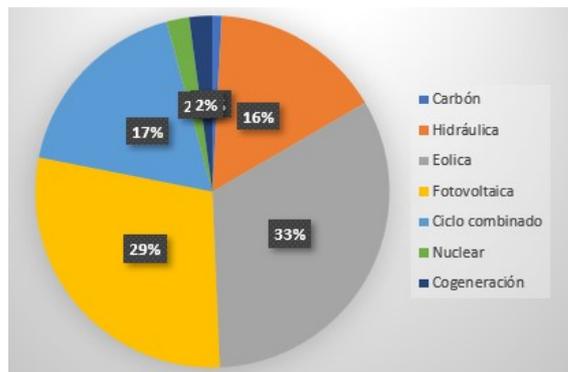


Figura 4.5 Mix generación España 2030.

Para el caso francés no se logró localizar una predicción que agrupase todos los tipos de generación, así que fue necesario seleccionar varias fuentes [8] [9].

Además de dicha información, se elige un escenario para 2030 que presenta 50 GW de potencia instalada de nuclear, un 20% menos de la potencia instalada en 2017.

En el caso de ciertas energías de las cuales no pudimos encontrar evolución, se mantuvieron igual o se escalaron según evolución esperada para otros países.

Partiendo de dichos datos, se muestra a continuación el mix de generación final para Francia, mostrando el año 2017, Fig. 4.6, frente al 2030, Fig. 4.7:

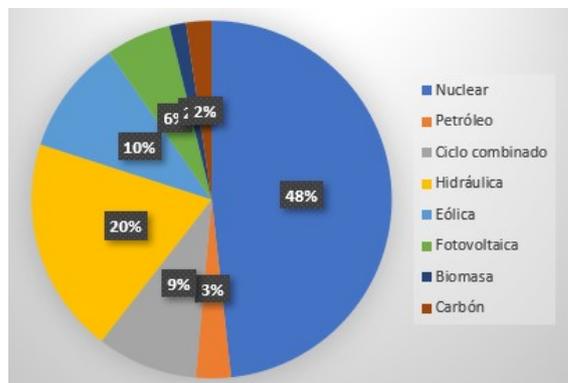


Figura 4.6 Mix generación Francia 2017.

- Mix de generación portugués

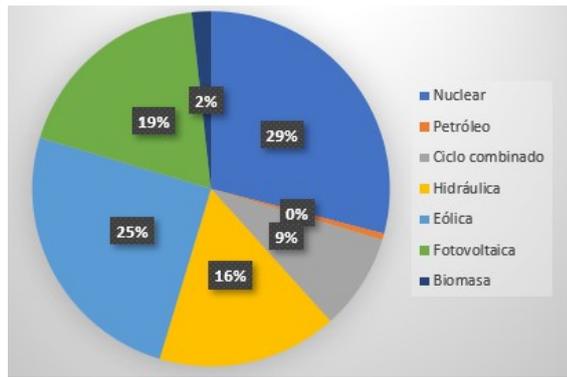


Figura 4.7 Mix generación Francia 2030.

El caso portugués resultó ser el más complicado por la dificultad para localizar la información. Se obtuvo información sobre la evolución de las energías renovables de las siguientes fuentes, pero al no encontrar información sobre el resto de energías se mantuvo la potencia instalada de 2017, exceptuando el carbón, ya que se espera su desaparición de Portugal [10] [11].

Partiendo de dichos datos, se muestra a continuación el mix de generación final para Portugal, mostrando el año 2017, Fig. 4.8, frente al 2030, Fig. 4.9:

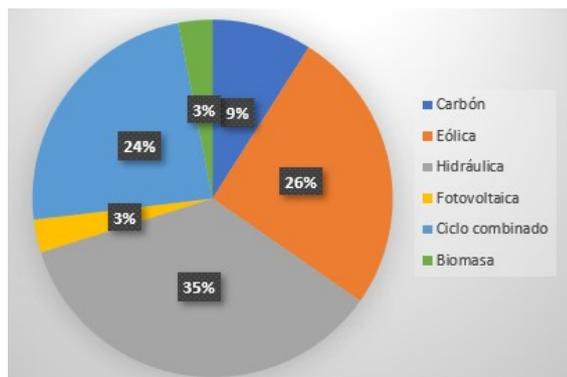


Figura 4.8 Mix generación Portugal 2017.

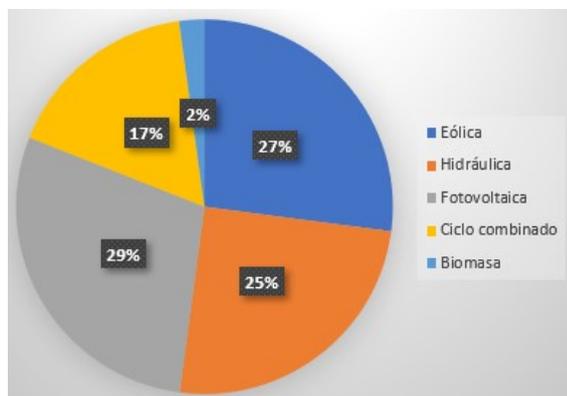


Figura 4.9 Mix generación Portugal 2030.

4.2 Caso base 2030, sin modificaciones

Este escenario, el caso base para el año 2030, es el escenario del cual se ha partido para realizar las modificaciones correspondientes. Primero se estudiarán los resultados obtenidos para este caso, que presenta el panorama esperado para 2030 en España, según sus predicciones de consumo y generación.

Este escenario presenta múltiples simplificaciones, como ya se ha comentado previamente, y a continuación se da una descripción breve del mismo:

- España se define mediante un nudo único, de igual manera que Francia y Portugal. Esto se realiza de esta manera ya que era difícil contemplar cada país con un número mayor de nudos, ya que se requeriría mucha más cantidad de datos y mayor tiempo de ejecución.

- La capacidad de generación definida se trata de la peninsular, excluyendo la potencia instalada en las islas. Dicha capacidad de generación se define capada con respecto a sus correspondientes disponibilidades, ya que FlexTool no permite introducir un valor de disponibilidad para las unidades de generación. Para obtener la disponibilidad se realiza un promedio de las mismas para cuatro años, para así obtener un valor medio.

- Con respecto a la demanda, se considera la demanda peninsular, al igual que la potencia instalada, y se le añaden los intercambios con Baleares (ya que, al ser siempre de la península hacia las islas, y por lo tanto exportaciones, se pueden añadir a la demanda directamente). Para representar dicha demanda en 2030, se parte de la demanda real de 2017 peninsular y se incrementa en un 14.3% (según el estudio 1.1% anual), mientras que para los intercambios con Baleares tomaremos un incremento del 14.3% sobre el promedio horario de saldos con Baleares de los años 16, 17, 18 y 19, para mayor realismo.

- A España se le definen intercambios (exportación, en este caso) con Marruecos, ya que son de un valor considerable y no se podían excluir. Se realiza de esta manera y no definiendo un nudo propio para Marruecos ya que ello implicaría requerir de información de generación y consumo de Marruecos, datos que son de partida complejos de conseguir. Para definir dichos intercambios se define el promedio de los saldos netos de los años 16, 17, 18 y 19. No se incrementan de igual forma que la demanda, ya que se espera que cada país crezca en demanda y en capacidad de generación, no siendo esperado un incremento similar de los intercambios.

- A Francia se le definen importaciones con varios países, siendo los mismos Bélgica, Reino Unido, Italia, Alemania y Suiza. Para definir dichos intercambios se define el promedio de los saldos netos de los años 16, 17, 18 y 19. Al igual que con el caso de Marruecos, dichos intercambios no se escalarán para el año 2030.

- Para la demanda esperada para Portugal y Francia se escalan las demandas reales de 2017 de igual manera a la demanda peninsular española, según un crecimiento del 14.3%.

- Los intercambios con Francia y Portugal se dejarán libres, para que sea el propio programa el que decida sus valores, al contrario de los intercambios con Marruecos (los cuales se han definido).

Las características mencionadas definen el escenario de partida, y mediante la herramienta Flex-Tool se plantearán a continuación modificaciones de dicho escenario para tratar de mejorar sus resultados lo máximo posible.

Resultados obtenidos

En términos generales, como se puede observar a continuación, el problema que en principio presentará el escenario de 2030 y que se tratará de resolver con las posteriores modificaciones será el recorte de renovables en España, debido a un exceso de generación renovable (superior al necesario para suplir demanda e intercambios). Dicho problema será el punto de partida de este trabajo ya que se centra en el caso español.

Con respecto al caso francés y al portugués, cabe destacar en todo momento que dichos países únicamente se han incluido por ser necesarios como condiciones de contorno para modelar lo mejor posible a España, por lo que sus resultados no deberían ser tenidos en cuenta para conclusiones futuras. No hay que olvidar que en este estudio para dichos países se están tomando muchas simplificaciones que no permiten obtener unos resultados fiables para ellos, incluyendo la no presencia de la demanda gestionable, que podría colaborar frente a una posible pérdida de carga. Además, para el caso francés, la obtención de unos resultados más exactos requeriría incluir detalladamente los países a los que está interconectado.

Previamente a mostrar los resultados, se definen, para facilitar su comprensión, dos términos que serán utilizados posteriormente en cada uno de los escenarios simulados. Dichos términos son el uso de renovables y el recorte.

- Uso de renovables (% demanda) (4.1): se calcula dividiendo la generación renovable menos el recorte correspondiente entre la demanda total.

$$Uso\ renovable\ (\%demanda) = \frac{(Gen_{PV} + Gen_{EO} + Gen_{Hidro}) - (Recorte)}{Demanda} \quad (4.1)$$

- Recorte (% VRE gen) (4.2): el recorte se refiere a la generación PV y eólica que se pierde por no poder suministrarla al sistema (por exceso de generación). Se calcula dividiendo el recorte PV y eólico entre la generación real que podría haber generado de haber estado generando las 8760 horas del año a su máxima potencia.

$$Recorte\ (\%VREgen) = \frac{Recorte}{Pot\ instalada_{RV} * 8760} \quad (4.2)$$

Puesto que, como se ha mencionado previamente, nuestro estudio se centra en el escenario español para 2030, se procederá en los apartados posteriores a trabajar sobre el caso base 2030, y tratar de añadir mejoras para conseguir disminuir el recorte de renovables y para aumentar, con ello, el uso de dicha energía limpia. De esta manera se consigue suplir la demanda con mayor participación de generación renovable, llegando en ciertos escenarios a alcanzar los objetivos propuestos para España en dicha materia para poder cumplir con los objetivos europeos.

Con respecto a dichos objetivos, la UE exige que al menos un 32% de la energía total consumida provenga de generación renovable [18], y para ello el PNI de Energía y Clima publica para el caso de España para 2030 un objetivo de un 74% de generación renovable en la generación eléctrica.

Para comenzar con los resultados obtenidos para el escenario base, se muestra en la tabla 4.1 los resultados generales con respecto al uso de renovables:

Tabla 4.1 Resultados uso renovables.

Resultados generales	Caso base
Uso de renovables (% demanda)	68.85
Recorte (TWh)	2.67
Recorte (% VRE gen.)	0.32

Como se puede observar, el objetivo de uso de renovables está muy cercano a alcanzarse, con un valor de 69%, confirmando un buen pronóstico para el parque de generación esperado para dicho año. Junto a ello se observan los no tan favorables resultados de recorte de renovables, que tratarán de mejorarse en los escenarios posteriores.

En la tabla 4.2 se muestra el uso del parque de generación, para poder tener una referencia frente a los cambios posteriores. Se destaca la gran presencia de generación renovable.

Tabla 4.2 Generación térmica y renovable.

Generación	[TWh]
Térmica	87.91
VRE + Hidráulica	202.23

Los intercambios son una parte muy importante de los sistemas eléctricos, y jugarán un papel destacable en el correcto funcionamiento del sistema europeo, siendo las interconexiones cada vez más relevantes y eficientes. Se muestra en la tabla 4.3 información sobre dichos intercambios, como es el grado de utilización de dichas interconexiones:

Tabla 4.3 Intercambios.

Interconexión	Utilización [%]	Energía [TWh]
SP→FR	20.55	9.00
FR→SP	50.30	22.03
SP→PT	27.74	7.29
PT→SP	1.34	0.35

El intercambio más relevante es el que realiza Francia a España, como era de esperar, ya que Francia es un país mayormente exportador de energía, debido a la generación nuclear de la que dispone.

En los resultados generales también se puede encontrar una gran cantidad de información sobre el parque de generación del escenario, como se muestra a continuación, en la tabla 4.4. Se puede observar un gran uso de energías térmicas que suelen aparecer como base, como son el carbón y las nucleares, y un menor uso de las energías renovables, ya que no son controlables y dependen de la energía solar y eólica disponible en cada momento.

Tabla 4.4 Uso del parque de generación.

	P [MW]	Utilización [%]	Energía [TWh]
Carbón	1170	94.28	9.66
CC	24703	18.56	40.15
Hidráulica	17296	12.37	18.74
Eólica	50258	23.03	101.41
PV	44185	21.21	82.08
Cogeneración	1615	99.87	14.13
Nuclear	2736	100	23.97
Bombeo	6837	44.17	26.45

El balance entre demanda y generación es muy importante que se cumpla, ya que en caso contrario existirán problemas de pérdidas de carga. Para evitar que ello suceda y que cause un colapso al sistema, existen diferentes mecanismos de ajuste, que no contempla la herramienta, y las reservas. Cuanto mejor ajustada esté la generación a la demanda, menor es la necesidad del uso de los mecanismos de ajuste. La Fig. 4.10 es una muestra de un intervalo del año en el cual se puede observar las distintas potencias generadas según unidad de generación frente a la demanda (junto a las exportaciones e importaciones). Los tramos son intermitentes ya que FlexTool selecciona tramos del año para no tener que ejecutar la serie temporal anual completa, para mayor velocidad de cálculo. La generación que está por encima del trazado de la demanda es carga realizada por bombeos o recorte de renovables. No se muestra la gráfica del año completo ya que es similar pero más difícil de visualizar. Dicha gráfica se presenta para la red completa, incluyendo los resultados de los tres países en conjunto, por lo que se puede observar tanto recorte de renovables como pérdida de carga.

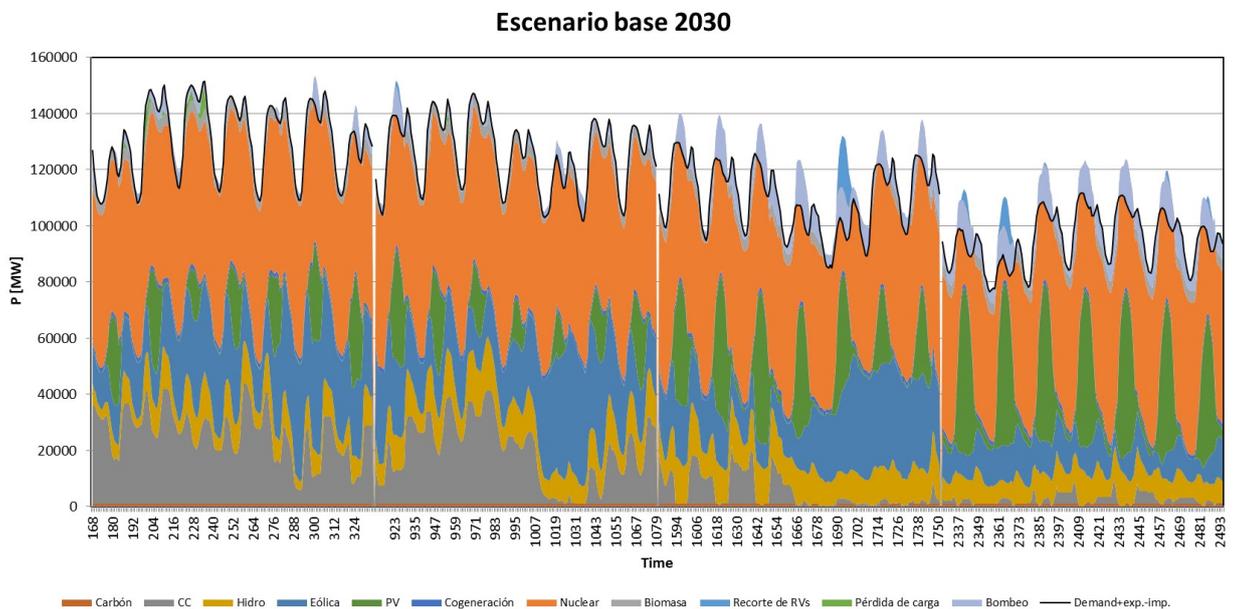


Figura 4.10 Generación y demanda caso base 2030.

Cada tramo mostrado en la gráfica comprende 168 horas, ya que así fue definido en la herramienta, en la cual se seleccionan periodos representativos de la serie temporal, como ya se ha comentado previamente. El bombeo está presente en casi todos los tramos, pudiendo observar al comienzo de la gráfica pérdida de carga y en los dos tramos finales el recorte de renovables. Se observa fácilmente

cómo los dos tramos con recorte presentan una mayor generación de renovables, frente a los dos tramos iniciales, los cuales tienen una generación de base mayormente térmica, para compensar dicha escasez de renovables.

Costes

La herramienta muestra resultados con respecto a los costes totales y desglosados del escenario. Dichos costes son puramente técnicos, ya que se refieren únicamente al coste de generación de la energía, con todo lo que ello implica, pero en ningún caso incluyen costes de mercado. De igual manera no se contemplan los costes (y beneficios) que supondrían los intercambios entre países, ya que el precio de dicha energía se casa según métodos de mercado, no únicamente según los costes de generación.

En la tabla 4.5 se observa el desglose de los costes para el caso de España:

Tabla 4.5 Costes totales.

Costes	
Operaciones [M€]	4529.04
Fijos anuales [M€]	2756.57
Penalización recorte [M€]	133.57

Las penalizaciones presentes en los resultados, incluyen las debidas a la pérdida de carga, a la reserva insatisfecha y al recorte de renovables. En el caso español, únicamente existe penalización debida al recorte de renovables, de valor 50 €/MWh. Dicho valor venía definido en la propia herramienta.

Se muestra en la tabla 4.6 dichos costes desglosados para cada tipo de unidad de generación y su penalización total:

Tabla 4.6 Costes desglosados.

Costes España [M€/año]	Carbón	516.05
	Eólica	1005.16
	PV	441.85
	CC	3635.25
	Nuclear	1035.20
	Cogeneración	594.08
	Bombeo	58.02
	Penalizaciones	133.57
	Total	7419.18

Las penalizaciones representan un porcentaje importante de los costes, por lo que se tratará de disminuir dicho recorte posteriormente. Con respecto a los tipos de generación, destaca el coste de los ciclos combinados, frente a los costes de la generación renovable, energía más barata.

Se muestra en la Fig. 4.11 dicha información mostrada de manera gráfica, para facilitar su visualización:

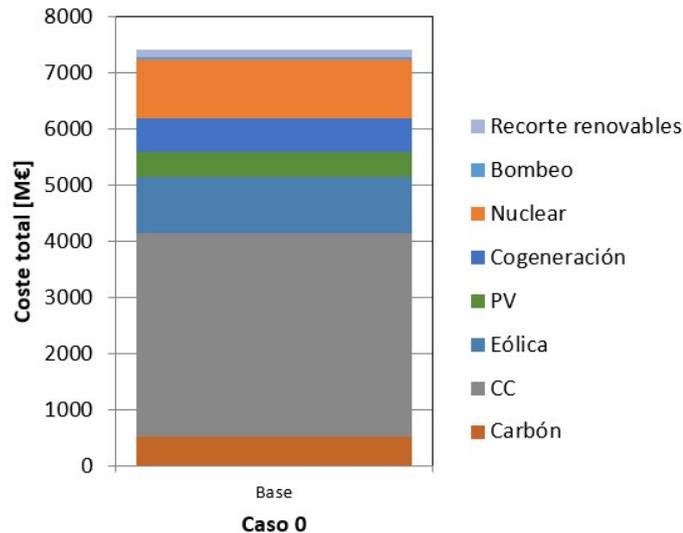


Figura 4.11 Generación y demanda caso base 2030.

Comparativa entre verano e invierno con respecto a la penetración de renovables

En un escenario con tanta penetración de renovables cabe mencionar la dependencia estacional que aparece. Se muestra, para el caso de España, dos gráficas del perfil de generación y consumo, y los problemas asociados que aparecen en dos escenarios diferentes. En dichos escenarios se representa cuatro días de verano, en concreto de agosto, y cuatro días de invierno, en concreto de enero.

Observando dichos escenarios se puede observar la problemática que se ha ido comentando para el caso 2030, como es el recorte de renovables, y cómo dicha problemática se presenta de una forma más acusada en los meses de verano en países con climas similares a España, ya que prácticamente se mantienen los niveles de generación eólica y aparece una gran generación fotovoltaica. Esto es un problema añadido a los que ya de por sí presenta dicha generación, la diferencia de perfiles de generación entre el día y la noche.

- Verano:

En la Fig. 4.12 se pueden observar cuatro días elegidos arbitrariamente del mes de agosto. Como se puede ver, existe una gran generación eólica y fotovoltaica, cubriendo sin problemas la demanda y los intercambios, y alcanzando unos valores de renovables de aproximadamente el 80%. Gracias a ello se presenta una escasa generación térmica, disponiendo además de energía sobrante para utilizarla para el bombeo.

En este caso, además, se presenta el problema mencionado previamente del recorte de renovables, ya que es tan elevada la generación fotovoltaica en dichos momentos que no hay opción a utilizarla. Dicho recorte se podría destinar a la carga mediante baterías o bombeo, o aprovecharla mediante exportaciones a los países vecinos.

- Invierno:

En la Fig. 4.13 se muestran cuatro días elegidos arbitrariamente del mes de enero. Si se compara con la gráfica previa se observa claramente cómo se presenta una menor generación fotovoltaica, manteniendo una elevada generación eólica. Además, en el caso de España, la demanda es superior en invierno, por lo que se requiere de una mayor generación térmica para compensar dicho incremento y la disminución de generación fotovoltaica. En este caso,

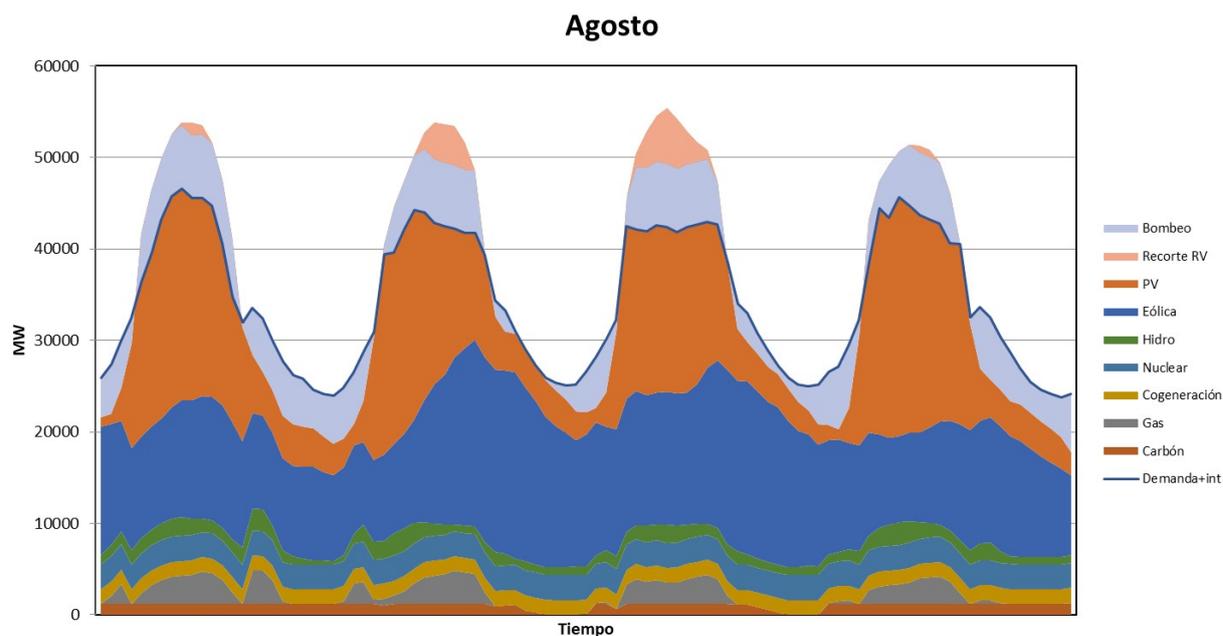


Figura 4.12 Generación y demanda de cuatro días de agosto.

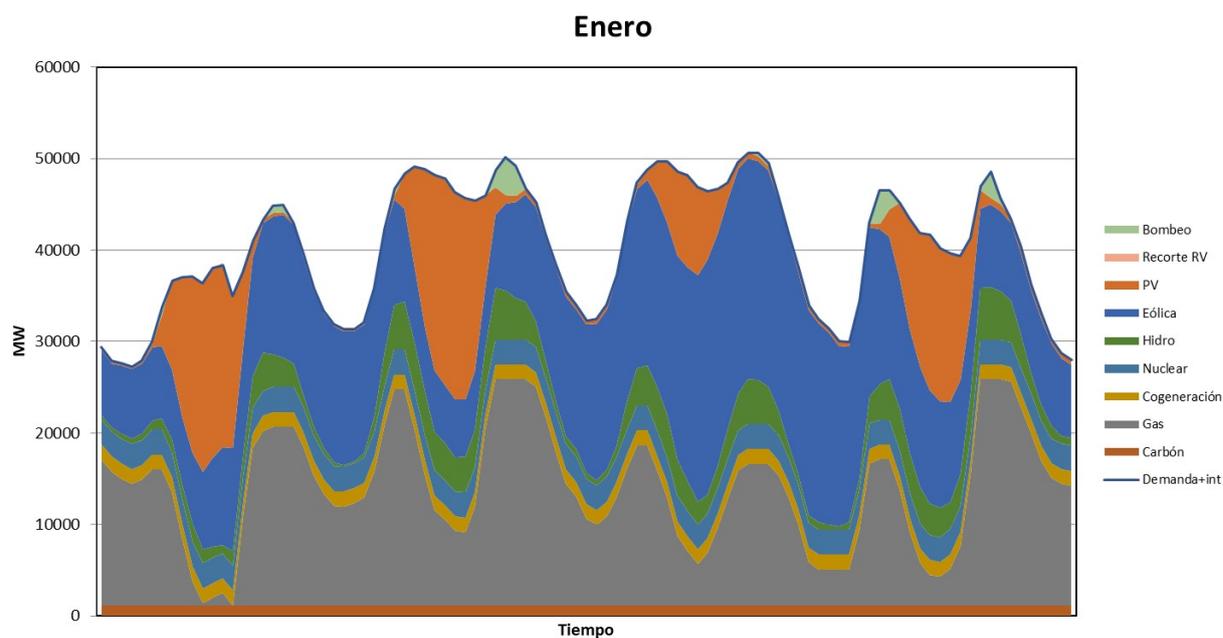


Figura 4.13 Generación y demanda de cuatro días de enero.

se alcanzan unos valores bastante diferentes al anterior, no consiguiendo suplir más del 55% con energía renovable, frente al 80% de verano.

Se puede observar lo mencionado, el aumento de generación mediante ciclos combinados (ya que será la generación térmica predominante en 2030 en España), y también cómo no se presenta recorte de renovables, problema que tendrá mayor presencia en verano.

4.3 Nuevos escenarios

En este apartado se tratará de mejorar los resultados mostrados previamente para el caso base, mediante una serie de modificaciones que se irán mostrando a continuación. Dichos escenarios serán comentados en detalle y se mostrará su estudio económico correspondiente. Las modificaciones realizadas son las siguientes:

- Mejorar las interconexiones entre España y Francia para compensar LOL con recorte.
- Instalar almacenamiento en España para mejorar su recorte:
 - Incremento de la potencia instalada en bombeo
 - Incremento de la potencia instalada en bombeo + instalación de baterías
- Aumentar potencia RV instalada en España para mejorar su recorte:
 - Incremento del bombeo
 - Incremento de la potencia de interconexión
 - Combinación escenarios anteriores
- Eliminación centrales de carbón, nuclear y ambas simultáneamente en España.
- Instalar baterías en Francia para reducir su LOL.

4.3.1 Aumento de las interconexiones SP-FR

Actualmente es bien conocida la utilidad y los grandes beneficios que se obtiene de un sistema altamente interconectado, entre países, y el elevado número de proyectos que hay para aumentar dicha capacidad de interconexión. En la Unión Europea, el objetivo para 2030 es alcanzar un 15 % de interconexiones eléctricas, ya que es necesario para un mejor funcionamiento del sistema eléctrico y para permitir una mayor integración de energías renovables. En el caso español, actualmente se está llevando a cabo la instalación de una interconexión eléctrica submarina por el Golfo de Vizcaya entre España y Francia. Dicho nuevo enlace eléctrico en corriente continua permitirá mejorar la seguridad y garantía de suministro, aumentando la eficiencia de ambos sistemas y permitiendo, como se ha comentado previamente, una mayor integración de renovables. Se prevé su puesta en servicio para 2025, y aumentará la capacidad de intercambio hasta 5000 MW, frente a los 2800 MW actuales. [19].

Dicha futura instalación se ha tenido en cuenta para los casos simulados de 2030, pero en este apartado se plantea el incremento de dicha capacidad de interconexión entre dos países. Es un movimiento lógico ya que en el caso de Francia se presenta una pérdida de carga, mientras que España tiene un exceso de generación renovable, por lo que se espera que aumentando dicha interconexión se mejoren dichos valores.

Se simulan dos escenarios de aumento de capacidad de interconexión. En el caso 1 se aumenta dicho valor en 4.5 GW (alcanzando los 9.5 GW de interconexión), mientras que en el caso 2 se aumenta en 10 GW (alcanzando los 15 GW de interconexión). Dichos aumentos podrían realizarse tanto instalando nuevas interconexiones como mejorando las ya existentes. No se simulan incrementos mayores ya que los resultados obtenidos con dichos aumentos parecen lo suficientemente satisfactorios.

Con respecto a dichos aumentos de las interconexiones, actualmente los objetivos de la UE [20] pasan por una interconexión de valor aproximado del 10 % de la capacidad de producción del país. Si se evalúa la capacidad de producción esperada para 2030, en el caso 1 se obtendría un 8 %,

mientras que el caso 2, más ambicioso, alcanza unos valores de 11.5 %, superando lo recomendado por la UE, y obteniendo unos resultados muy satisfactorios, como veremos a continuación.

Se muestra en la tabla 4.7 un resumen de los escenarios simulados, mostrando sus resultados más relevantes:

Tabla 4.7 Resultados escenarios simulados.

Escenario	Uso renovables [% demanda]	Recorte SP [% VRE gen]	Recorte SP [TWh]	LOL FR [TWh]
Caso base	68.85	0.32	2.6710	0.3881
Caso 1	69.83	0.15	1.2550	0.0601
Caso 2	70.38	0.06	0.4601	0.0017

Como se puede observar en los resultados, ambos valores estudiados mejoran considerablemente con el aumento de la capacidad de interconexión, poniendo en manifiesto lo ventajoso de un sistema eléctrico interconectado. En el caso 2 incluso se consigue alcanzar un valor prácticamente nulo de LOL en Francia. Con esta solución se consiguen disminuir considerablemente los costes, ya que tanto el LOL como el recorte de renovables están altamente penalizados.

Como ya se ha mencionado previamente, debido a las simplificaciones tomadas, se obtienen resultados que no son esperados que ocurran en el futuro, como el valor de pérdida de carga que presenta Francia. Cabe mencionar que según varios estudios sí que se espera que Francia presente pérdida de carga un cierto número de horas al año para 2030, pero en menor medida [21], como se puede observar en la Fig. 4.14. En dicha figura también se observa que no se espera que España presente pérdida de carga en 2030, lo cual concuerda con los resultados obtenidos.

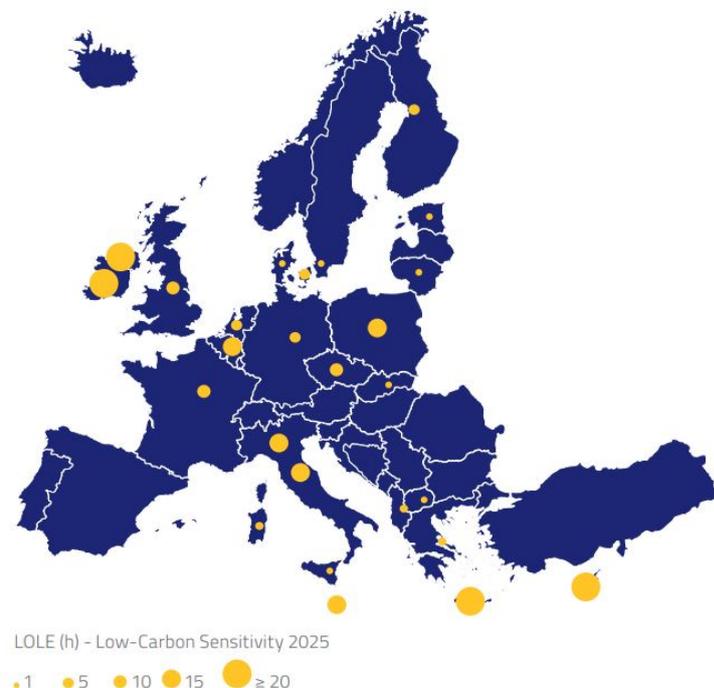


Figura 4.14 LOLE(h) Europa para escenario con poca generación mediante carbón 2025.

Aparte de los valores de LOL y recorte, se puede observar en la tabla 4.7 qué porcentaje de la

demanda se suple con energías renovables, siendo este valor superior para los escenarios con mayor interconexión entre países. Al permitir las interconexiones un mejor uso de la energía, favorece a elevar el uso de energías renovables, como se puede comprobar en la tabla 4.8. Junto a ello, como era de esperar, aparece una disminución de uso de energías térmicas.

Tabla 4.8 Generación térmica y renovable.

Generación [TWh]	Caso base	Caso 1	Caso 2
Térmica	87.91	81.76	79.19
VRE + Hidráulica	202.23	203.64	204.43

Para acompañar dicha información, se muestra en la tabla 4.9 el factor de utilización de cada una de las unidades de generación (no se muestra el parque de generación ya que este se ve inalterado). Es destacable la disminución de uso del carbón, los ciclos combinados y la cogeneración, además de una mayor utilización de las energías renovables, ya que las interconexiones permiten una mejor gestión de la energía.

Tabla 4.9 Factor de utilización de las unidades de generación.

Factor utilización [%]	Caso base	Caso 1	Caso 2
Carbón	94.28	84.98	76.98
CC	18.56	16.28	15.71
Hidráulica	12.37	12.37	12.37
Eólica	23.03	23.15	23.22
PV	21.21	21.44	21.56
Cogeneración	99.87	97.91	94.22
Nuclear	100	100	100
Bombeo	44.17	41.62	35.91

El aumento del uso de las interconexiones entre España y Francia era evidente, ya que se ha elevado su capacidad, pero dicha nueva instalación también repercute favorablemente en España y Portugal, elevando sus intercambios. Con esto se demuestra que una mejor gestión de la energía entre dos países favorece al resto de los países de la interconexión. Se puede observar en la tabla 4.10.

Tabla 4.10 Uso interconexiones.

Intercambio [TWh]	Caso base	Caso 1	Caso 2
SP→FR	9	12.89	15.35
FR→SP	22.03	34.28	38.58
SP→PT	7.29	10.91	11.49
PT→SP	0.35	0.43	0.7

- Costes

En este apartado se evalúa la viabilidad del proyecto de aumentar la capacidad de interconexión entre España y Francia. Como se ha observado previamente, dicho proyecto mejoraría considerablemente tanto el recorte de renovables en España como la pérdida de carga en Francia, proporcionando además una disminución de usos de energías contaminantes como pueden ser el carbón o el ciclo combinado, lo cual se traduce en unos menores niveles de emisiones de CO₂.

Para valorar los costes de dicho aumento de la capacidad de interconexión, se ha tomado como referencia el proyecto actual de interconexión submarina en corriente continua entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya, el cual se prevé su finalización para 2025. Es un nuevo enlace eléctrico entre dichos países, de 370 km de longitud, que permitirá aumentar la capacidad de interconexión de los 2800 MW actuales a 5000 MW, lo cual traerá grandes ventajas para ambos países, y para el resto de países colindantes.

Al igual que se realizará en el resto de apartados, se muestran en la tabla 4.11 los costes y ahorros estimados de cada escenario, sin tener en cuenta aún el coste de dicha nueva instalación. Los ahorros se calculan mediante la diferencia de costes totales anuales proporcionados por la herramienta entre el caso modificado y el caso que se esté considerando como caso de partida, que variará según el apartado (siendo para este apartado el caso base 2030). Dicho ahorro mencionado incluye tanto el combustible que se puede estar ahorrando, como el ahorro por penalizaciones, como la reducción de costes por emisión de CO₂. Los ahorros obtenidos existentes en el sistema son los que se utilizarán para comprobar la rentabilidad del escenario correspondiente.

Se desglosarán los dos escenarios mencionados previamente. En el escenario 1 se realizará un aumento de la capacidad de interconexión de 4.5 GW, mientras que en el escenario 2 dicho aumento será de 10 GW.

Tabla 4.11 Coste y ahorro por escenarios.

[M€/año]	Base	↑ 4.5 GW	↑ 10 GW
Coste total	7419.18	6967.99	6786.62
Ahorro respecto caso base	-	451.19	632.56

Se observa que el incremento de 4.5 GW de capacidad de interconexión proporciona un elevado ahorro, no siendo tan destacable en comparación el que proporcionan los 5.5 GW restantes que se incrementan para el siguiente escenario, aunque igualmente se mostrarán los resultados del mismo. De primeras parece que dicho proyecto de incrementar la capacidad de interconexión proporciona unas ventajas muy a tener en cuenta.

Se observa en la tabla 4.12 el desglose de dichos valores para poder entender mejor cada escenario:

Tabla 4.12 Desglose de los costes.

		Base	↑ 4.5 GW	↑ 10 GW
Coste España [M€/año]	Carbón	516.05	471.17	432.52
	Eólica	1005.16	1005.16	1005.16
	PV	441.85	441.85	441.85
	CC	3635.25	3311.45	3230.95
	Nuclear	1035.20	1035.20	1035.20
	Cogeneración	594.08	583.77	564.28
	Bombeo	58.02	56.65	53.57
	Penalizaciones	133.57	62.74	23.09

En dicha tabla se muestran los costes desglosados por tipo de generación (y las penalizaciones), para el caso base y para cada uno de los escenarios simulados.

La misma información se muestra en la Fig. 4.15, mediante gráfico de colores, para visualizar las diferencias entre los casos más directamente, y los costes de cada uno de ellos:

Se puede observar de una manera muy clara en dicho gráfico la disminución de costes, siendo destacable el ahorro provocado por el menor uso de ciclo combinado y por los valores de las penalizaciones.

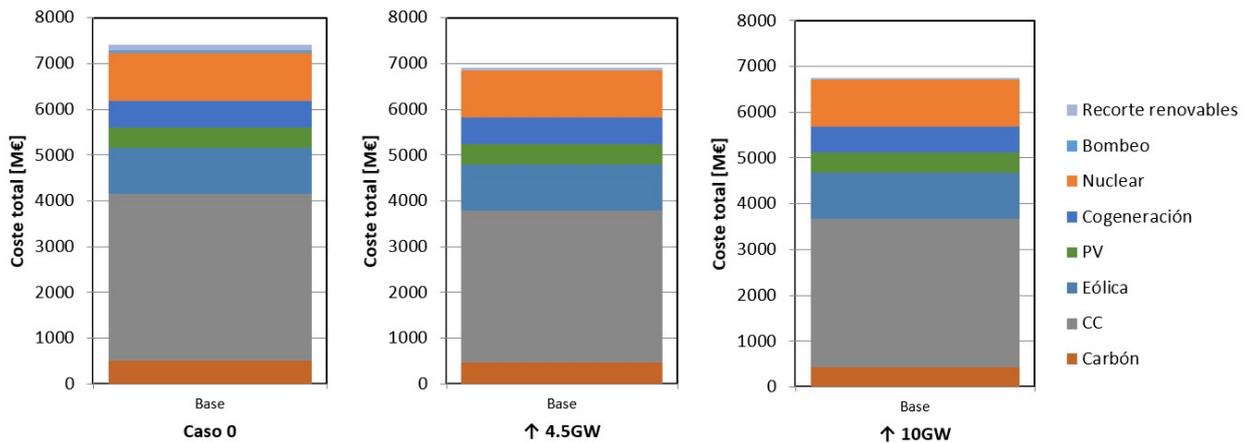


Figura 4.15 Costes escenarios simulados.

Para poder observar con mayor facilidad cómo evoluciona cada parámetro en cada escenario, y el ahorro (o coste) que provoca su evolución, se muestra la tabla 4.13. Los resultados que se observan indican el incremento o disminución (%) con respecto al caso base, siendo negativos si disminuyen y suponen un ahorro, y positivos si, por el contrario, aumentan y suponen un coste. Dicha tabla ha sido calculada con respecto al coste total del escenario español, por lo que se observa fácilmente dónde se obtienen los cambios:

Tabla 4.13 Comparativa de la evolución de los costes con respecto al coste de cada nudo.

		↑ 4.5 GW VS Base	↑ 10 GW VS Base
		[%]	[%]
España	Carbón	-10	-13
	Eólica	0	0
	PV	0	0
	CC	-72	-64
	Nuclear	0	0
	Cogeneración	-2	-5
	Bombeo	0	-1
	Penalizaciones	-16	-17

Como se había supuesto previamente, el ahorro principal para España se da en la disminución de su generación de ciclos combinados, ya que puede obtener mayor cantidad de energía de Francia, y la disminución de sus penalizaciones, ya que la energía renovable sobrante puede ser utilizada por Francia en momentos de pérdida de carga.

Tras valorar los ahorros de cada escenario, se muestran los costes que traen consigo cada uno de ellos. Como se ha mencionado previamente, se ha tomado como referencia el proyecto actual por el Golfo de Vizcaya. Dicho proyecto ha costado aproximadamente 1750 M€, y ha recibido una enorme subvención por parte de la UE, de 578 M€. Dichos costes no se reparten de igual forma entre España y Francia, ya que tras el estudio preliminar se llegó a la conclusión de que traería mayor ahorro para Francia, por lo que de los 1750 M€, a España le corresponden 559 M€ (el 32% de la inversión) y a Francia 1191 M€ (el 68% de la inversión) [22].

Para valorar los costes, se ha decidido plantear el estudio tanto con subvención como sin subvención, y se ha supuesto un reparto proporcional de la misma según el coste de la inversión que soporta cada país (32 frente a 68 %). Lo que se realiza es estimar un coste por GW de energía incrementado en capacidad de transporte, y con ello valorar los costes para cada país para cada uno de los dos escenarios.

Los costes resultantes para el **caso 1**, el que implica un aumento de 4.5 GW, se muestran en la tabla 4.14:

Tabla 4.14 Costes y ahorros caso 1.

Coste instalación [M€]	Con subvención	765.09
	Sin subvención	1143.45
Ahorro [M€]		451.19

Como se puede observar analizando el coste frente al ahorro anual, en el caso con subvención el coste para España quedaría amortizado en el segundo año, elevándose dicha amortización a tres años en el caso sin subvención.

A continuación, en la tabla 4.15, se observa su payback correspondiente:

Tabla 4.15 Payback caso 1.

Payback	Con subvención	1.70
	Sin subvención	2.53

En contraposición, los costes resultantes para el **caso 2**, el que implica un aumento de 10 GW, se muestran en la tabla 4.16:

Tabla 4.16 Costes y ahorros caso 2.

Coste instalación [M€]	Con subvención	1700.20
	Sin subvención	2541
Ahorro [M€]		632.56

Como se puede observar analizando el coste frente al ahorro anual, en el caso con subvención el coste quedaría amortizado en el tercer año, necesitando cinco años en el caso sin subvención.

En la tabla 4.17, se observa su payback correspondiente:

Tabla 4.17 Payback caso 2.

Payback	Con subvención	2.69
	Sin subvención	4.02

En conclusión, ambos escenarios quedan amortizados en un tiempo relativamente corto debido al gran ahorro que aportan frente al caso base.

4.3.2 Incremento del almacenamiento en España

A la vista de los resultados obtenidos en el caso base 2030, el cual presenta un valor destacable de recorte de renovables, se procede a simular escenarios en los cuales se incremente la capacidad de

almacenamiento del sistema, esperando que con dicha instalación se consiga gestionar de mejor manera la generación renovable en exceso. El resultado que se espera obtener es un menor recorte de renovable y un mayor uso de dichas energías, ya que se puede almacenar una mayor cantidad de energía cuando no puede volcarse al sistema, para utilizarla posteriormente cuando exista la necesidad de utilizarla.

Para alcanzar dichos objetivos se plantean dos posibles escenarios:

- Incrementar la potencia instalada en bombeos en un 15 %.
- Combinar dicho escenario con la instalación de una batería.

Los escenarios simulados se muestran a continuación en profundidad.

Incremento de la potencia instalada en bombeos en un 15%

El almacenamiento mediante bombeo es la tecnología más madura y más completa que existe actualmente para dicho fin, y aún a día de hoy hay proyectos para incrementar la potencia de los bombeos instalados, como es el caso de la central de Aguayo [23], por lo que se decide plantear este escenario. Se contempla un incremento del 15 %, ya que parecía un valor razonable con respecto a los últimos proyectos planteados de ampliación de bombeo, y se incrementan los bombeos diarios y semanales proporcionalmente a su potencia instalada.

Se muestra en la tabla 4.18 los resultados generales con respecto al uso de renovables (frente al escenario base, mostrado previamente):

Tabla 4.18 Resultados uso renovables.

Resultados generales	Caso base	Caso 1
Uso de renovables (% demanda)	68.85	69.13
Recorte (TWh)	2.67	2.27
Recorte (% VRE gen.)	0.32	0.27

Se observa cómo ocurre lo esperado, un mejor uso de la generación renovable, disminuyendo su recorte, debido a la mejor gestión de la energía que permite el disponer de mayor potencia de bombeo. Gracias a dicha tecnología es posible almacenar energía cuando esta se presenta en exceso, para volcarla al sistema en momentos de necesidad.

Para complementar la información previa, en la tabla 4.19 se observa cómo la generación renovable se incrementa, con la correspondiente disminución de la generación térmica.

Tabla 4.19 Generación térmica y renovable.

Generación	[TWh]
Térmica	87.21
VRE + Hidráulica	202.62

Con respecto al uso de interconexiones, como se muestra en la tabla 4.20, se produce un incremento general, exceptuando las exportaciones de SP hacia FR.

Tabla 4.20 Uso de interconexiones.

Interconexión	[% uso]
SP→FR	19.73
FR→SP	50.84
SP→PT	28.03
PT→SP	1.45

- Costes

Para mostrar dónde se producen los cambios en los costes, se muestra la tabla 4.21. En ella, desglosado por tipo de generación (y penalizaciones), los resultados que se observan indican el incremento o disminución (%) de coste con respecto al caso base, siendo negativos si disminuyen y suponen un ahorro, y positivos si, por el contrario, aumentan y suponen un coste.

Tabla 4.21 Desglose de costes.

	↑ 15 % VS Base
Carbón	-10
Eólica	0
PV	0
CC	-65
Nuclear	0
Cogeneración	-2
Bombeo	13
Penalizaciones	-36

En términos generales, dichos costes disminuyen, siendo la disminución más destacable la del caso del ciclo combinado. Al poder aprovechar la energía renovable para almacenarla y utilizarla en horas de falta de generación, se evita el arranque de centrales de ciclo combinado, además del ahorro añadido por reducción de emisiones de CO₂. El único incremento se produce en el bombeo, lo cual es lógico ya que se ha incrementado su potencia instalada. No se muestra dicha información de forma gráfica al igual que en el apartado base ya que dichos ahorros eran prácticamente imperceptibles.

Finalmente, para evaluar la rentabilidad del escenario, se muestra la tabla 4.22. En ella se puede observar el incremento en MW del bombeo, junto al coste de dicha inversión. El coste del bombeo se ha estimado mediante el coste del proyecto llevado a cabo para ampliar la central hidroeléctrica de La Muela II en 2013 [24], obteniendo un coste final de 388 €/kW instalado.

Tabla 4.22 Costes y ahorro escenario.

	[MW]	Coste [M€]
↑ Bombeo semanal	887	344.16
↑ Bombeo diario	139	53.93
Ahorro anual [M€]	55.43	

Como se puede observar en la tabla superior, teniendo en cuenta los costes de las nuevas instalaciones y el ahorro anual, dicha inversión queda amortizada a los 8 años, presentando un payback de valor 7.18.

Incremento de la potencia instalada en bombeos en un 15% + instalación batería

Para continuar mejorando el caso previo, se plantea la instalación de dos posibles baterías en combinación con el incremento de potencia en bombeo. Se decide seleccionar dos baterías de igual potencia, siendo esta 5.5 GW, y de diferente valor de capacidad de almacenamiento, siendo 10 GW para el caso 1 y 20 GW para el caso 2. De esta manera se muestra un posible escenario futuro en el cual se combinan dos tecnologías de almacenamiento, con los beneficios que ello traería.

Se muestra en la tabla 4.23 los resultados generales con respecto al uso de renovables:

Tabla 4.23 Resultados uso renovables.

Resultados generales	Caso base	Caso 1	Caso 2
Uso de renovables (% demanda)	68.85	69.52	69.77
Recorte (TWh)	2.67	1.71	1.35
Recorte (% VRE gen.)	0.32	0.21	0.16

Como se puede observar, se alcanza prácticamente un 70% en generación renovable, muy cercano al valor objetivo, y se logra disminuir considerablemente los valores del recorte, gracias al mejor aprovechamiento de la energía.

Puesto que no se obtienen unos resultados mucho más beneficiosos con la instalación de la segunda batería con respecto a la primera, se decide seguir trabajando con la primera batería, de 5.5/10 GWh, y desechar la segunda.

Incremento bombeo 15% + batería 5.5/10 GWh De igual manera que en el apartado previo, se consigue disminuir la generación térmica frente a la renovable, como se observa en la tabla 4.24, disminuyendo las emisiones de CO₂:

Tabla 4.24 Generación térmica y renovable.

Generación	[TWh]
Térmica	85.81
VRE + Hidráulica	203.19

El uso de las líneas de interconexión entre los diferentes países se muestra en la tabla 4.25, evolucionando de igual manera que en el escenario mostrado previamente.

Tabla 4.25 Uso de interconexiones.

Interconexión	[% uso]
SP→FR	18.63
FR→SP	51.63
SP→PT	28.27
PT→SP	1.53

- Costes

Para mostrar dónde se producen los cambios en los costes, se muestra la tabla 4.26. En ella se observa la evolución del coste con respecto al caso base, como ya ha sido explicado en apartados anteriores.

Tabla 4.26 Desglose de costes.

	Caso 1 VS Base
Carbón	-9
Eólica	0
PV	0
CC	-84
Nuclear	0
Cogeneración	-1
Bombeo	4
Batería	24
Penalizaciones	-34

Al igual que en el caso sin batería, el mayor ahorro se produce por la reducción de la generación mediante ciclos combinados, debido a la mejor gestión de la energía renovable sobrante, obteniendo los incrementos en los bombeos y las baterías.

Se muestra en la Fig. 4.16 la representación gráfica de dichos costes, frente al caso base, para facilitar la visualización. En él se aprecia muy fácilmente la disminución de costes totales.

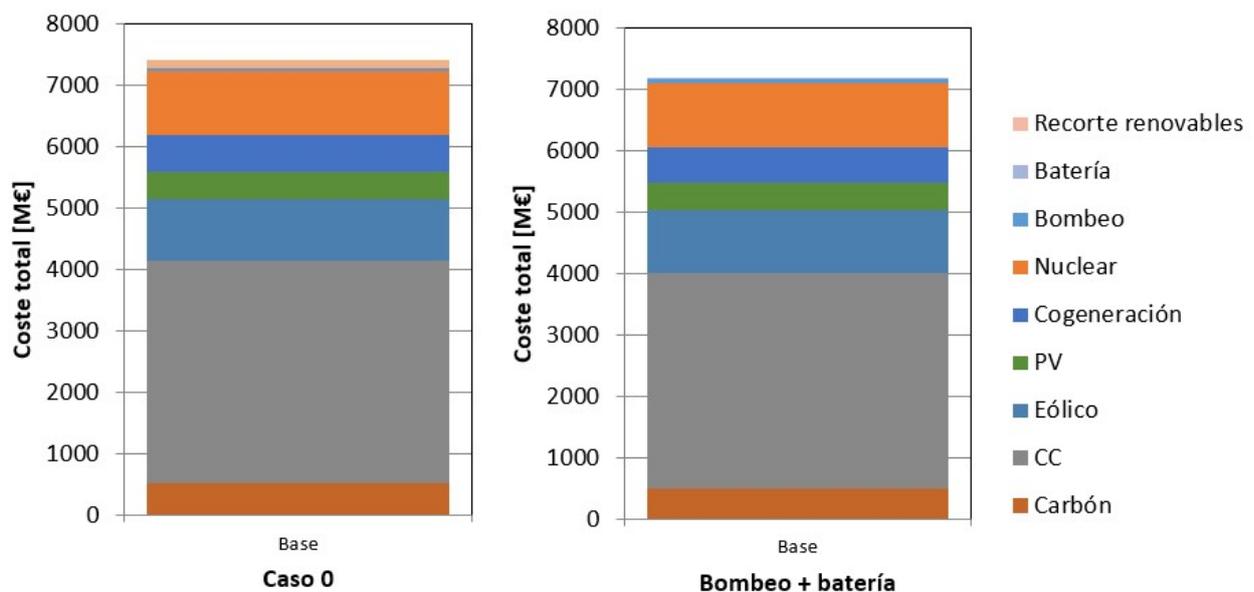


Figura 4.16 Costes escenarios simulados.

Tras mostrar los resultados obtenidos, es necesario evaluar los costes de dicho escenario, y ponerlo en contraposición con el ahorro que se obtiene. Gracias al desarrollo en baterías, el coste de las mismas está disminuyendo de una manera muy destacable año por año, y se espera que siga una evolución favorable. Según el estudio realizado por BNEF (BloombergNEF) [25], se espera un coste de las baterías para el año 2030 de 54.86 €/kW instalado, aproximadamente. Con este precio se evaluará la viabilidad del escenario simulado, según su rentabilidad.

El coste que presentaría la batería no incluye únicamente el mencionado en el párrafo anterior, que determina su capacidad de almacenamiento, sino que también sería necesario tener en cuenta el coste de los convertidores de potencia asociados a la misma, los cuales determinan la potencia de carga y descarga de la batería.

Se muestra a continuación el estudio final de costes:

Tabla 4.27 Costes y ahorro escenario.

	[MW]	Coste [M€]
↑ Bombeo semanal	887	344.16
↑ Bombeo diario	139	53.93
↑ Batería		5500
Ahorro anual [M€]		142.55

En la tabla 4.27 se puede observar cómo se obtiene un ahorro anual superior al caso sin baterías, debido a la ventaja que supone el tener una mayor capacidad de almacenamiento, pero como era de esperar también se requiere de una inversión inicial superior. Evaluando dichos valores se obtiene un periodo de amortización de 7 años, presentando un payback de valor 6.64.

4.3.3 Incremento de la capacidad renovable instalada en España

A pesar de que el parque de generación español esperado para 2030 cumple prácticamente con los objetivos de generación renovable, ya que alcanza un 69%, muy cercano al 74% deseable, se plantean tres escenarios de incremento de potencia renovable instalada. Dichos escenarios incluyen un incremento del 10, 20 y 30%, respectivamente, del parque de generación renovable (incremento en potencia instalada eólica y fotovoltaica). Dicho incremento se hace en proporción a la potencia ya instalada previamente de cada tecnología.

Estos escenarios servirán para visualizar qué ocurriría en España ante una mayor presencia de generación renovable, estudio razonable ya que es la tendencia a la que siguen la mayoría de los países actualmente.

Se muestra en la tabla 4.28 los resultados generales con respecto al uso de renovables:

Tabla 4.28 Resultados uso renovables.

Resultados generales	Caso base	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Uso de renovables (% demanda)	68.85	72.92	75.43	76.69
Recorte (TWh)	2.67	6.08	11.76	19.23
Recorte (% VRE gen.)	0.32	0.67	1.18	1.79

Se puede observar cómo el uso de renovables va aumentando a medida que incrementa su capacidad instalada, de igual manera que lo hace el recorte de renovables, ya que aparecerán cada vez un número mayor de horas en las cuales sobre mucha energía.

El incremento más destacable del uso de renovables con respecto al caso 0 aparece en el caso 1, alcanzando prácticamente el 74% mencionado, por lo que se muestran a continuación los resultados para dicho escenario.

Incremento potencia renovable instalada en un 10%

Este escenario presenta un gran incremento de generación renovable, disminuyendo así considerablemente la generación térmica. A la par, debido a la generación renovable sobrante, España aumenta sus exportaciones con los países vecinos, y disminuye las importaciones, lo cual traería mayor beneficio económico al país. Se observa a continuación, en las tablas 4.29 y 4.30.

Tabla 4.29 Generación térmica y renovable.

Generación	[TWh]
Térmica	81.60
VRE + Hidráulica	217.43

Tabla 4.30 Uso de interconexiones.

Interconexión	[% uso]
SP→FR	28.36
FR→SP	44.57
SP→PT	37.23
PT→SP	0.59

- Costes

Para mostrar dónde se producen los cambios en los costes, se muestra la tabla 4.31. En ella se observa la evolución del coste con respecto al caso base. Como ya se ha ido observando en los escenarios previos, el ahorro mayor se obtiene de la disminución del uso de ciclos combinados, tecnología muy presente respecto a la potencia instalada en España. Existe un aumento de las penalizaciones ya que se produce un incremento de los recortes por la mayor penetración de energía renovable.

Tabla 4.31 Desglose de costes.

	↑ 10% VS Base
Carbón	-13
Eólica	111
PV	49
CC	-436
Nuclear	0
Cogeneración	-3
Bombeo	3
Penalizaciones	189

Dicha información se muestra de forma gráfica en la Fig. 4.17 siguiente, en la que se puede apreciar muy fácilmente el incremento en el recorte de renovables:

Tras mostrar dichos costes, para poder estudiar la rentabilidad del escenario se muestra en la tabla 4.32 los costes de las nuevas instalaciones y el ahorro anual que se consigue con ellas (calculado con respecto al caso base 2030). Para los costes de las instalaciones de generación PV y eólica se recurre al estudio realizado por Lazard [26], el cual proporciona unos valores medios de 797 €/kW para el caso PV y de 974 €/kW para el caso eólico.

Tabla 4.32 Costes y ahorro escenario.

	[MW]	Coste [M€]
↑ Eólica	5005	4874.37
↑ PV	4439	2753.64
Ahorro anual [M€]		90.23

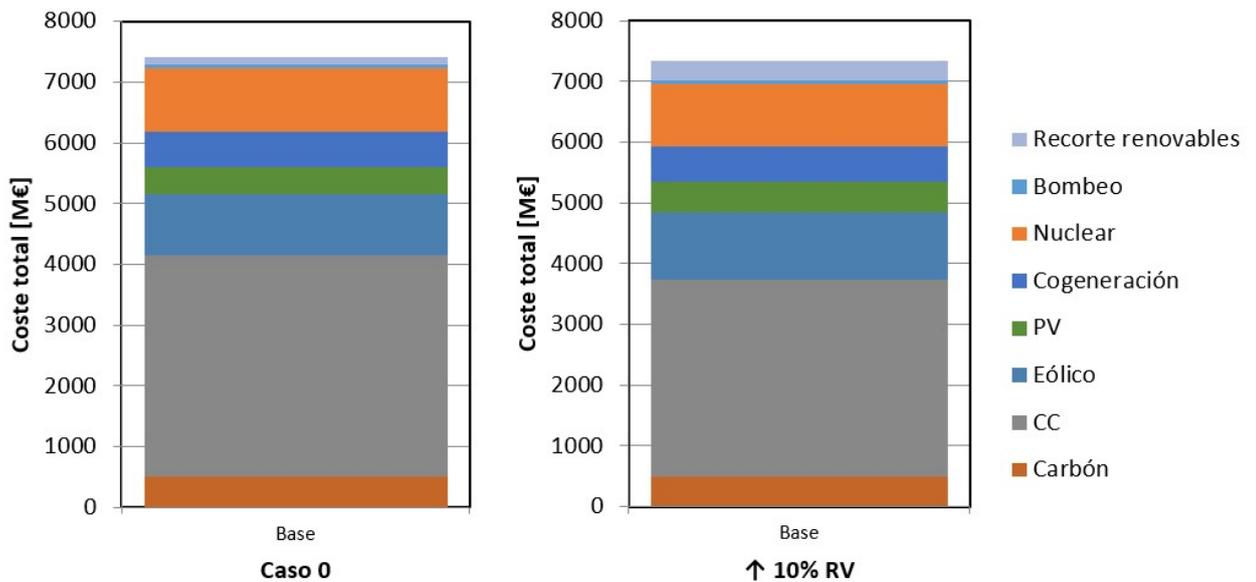


Figura 4.17 Costes escenarios simulados.

Calculando la amortización del proyecto se obtiene que no sería rentable dicha inversión, debido al elevado coste de las nuevas instalaciones. En el caso de que fuese necesario realizar dicha ampliación para poder alcanzar el 74% de uso de renovables, se proponen a continuación ciertas mejoras a partir de dicho escenario. Es decir, los próximos escenarios partirán del escenario con un 10% de incremento en renovables, comparando sus resultados con los obtenidos en dicho escenario.

Incremento en un 15% de la potencia instalada en bombeos

Para permitir que la energía renovable que está sufriendo recorte se aproveche de una manera más eficiente, se plantea un incremento de un 15% del bombeo sobre la potencia instalada. Todas las tablas siguientes se muestran con respecto al caso previo, con un incremento de un 10% en potencia renovable instalada, al cual se llamará caso 0.

Se muestra en la tabla 4.33 los resultados generales con respecto al uso de renovables:

Tabla 4.33 Resultados uso renovables.

Resultados generales	Caso 0	Caso 1
Uso de renovables (% demanda)	72.92	73.49
Recorte (TWh)	6.08	5.26
Recorte (% VRE gen.)	0.67	0.58

Se consigue un incremento del uso de renovables, debido al almacenamiento de energía sobrante, evitando así el recorte de dicha energía y permitiendo su aprovechamiento posterior.

Se observa en la tabla 4.34 lo ya mencionado, consiguiendo con ello además un incremento de las exportaciones del país, como se presenta en la tabla 4.35, dependiendo en menor medida de la energía importada.

Tabla 4.34 Generación térmica y renovable.

Generación	[TWh]
Térmica	81.06
VRE + Hidráulica	218.25

Tabla 4.35 Uso de interconexiones.

Interconexión	[% uso]
SP→FR	27.73
FR→SP	44.30
SP→PT	37.75
PT→SP	0.59

- **Costes** Para mostrar dónde se producen los cambios en los costes, se muestra la tabla 4.36. En ella se observa la evolución del coste con respecto al caso con incremento de renovables del 10%. Como ya se ha ido observando en los escenarios previos, el ahorro mayor se obtiene de la disminución del uso de ciclos combinados y las penalizaciones, las cuales tenían un valor muy elevado debido al gran recorte de energía renovable.

Tabla 4.36 Desglose de costes.

	Caso 1 VS Caso 0
Carbón	-8
Eólica	0
PV	0
CC	-43
Nuclear	0
Cogeneración	1
Bombeo	12
Penalizaciones	-61

Dicha información se muestra de forma gráfica en la Fig. 4.18, en la que se puede apreciar ligeramente la disminución del recorte de renovables y del uso de los CC:

Para poder estudiar la rentabilidad del escenario en curso, en la tabla 4.37 se muestran los costes de las nuevas instalaciones de bombeo y el ahorro anual que se consigue con dicha inversión (calculado con respecto al caso sin bombeo, el caso 0). Los costes se consideran de igual manera que en escenario con bombeo considerado previamente.

Tabla 4.37 Costes y ahorro escenario.

	[MW]	Coste [M€]
↑ Bombeo semanal	887	344.16
↑ Bombeo diario	139	53.93
Ahorro anual [M€]		67.05

Estudiando la amortización de dicha inversión, mediante los datos mostrados, se obtiene que requeriría de 6 años para rentabilizarla y comenzar a generar beneficios. Es un valor aceptable, por

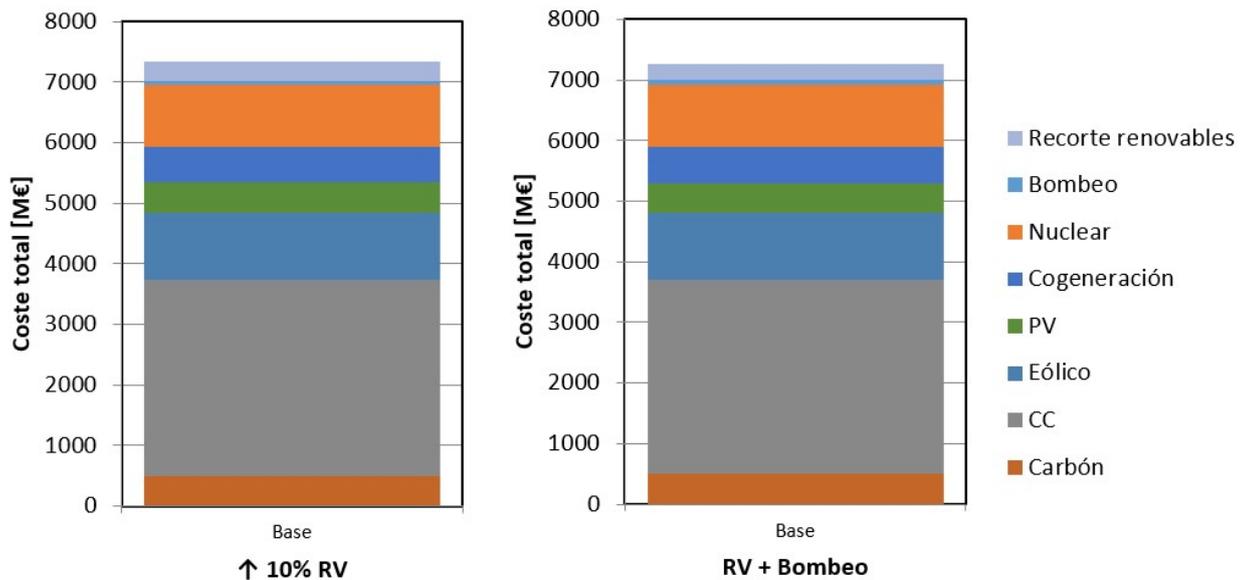


Figura 4.18 Costes escenarios simulados.

lo que se concluye que dicha inversión es rentable, y obteniendo además unos menores valores de emisión de CO₂. Presenta un payback de valor 5.94.

Incremento en 4.5 GW de la interconexión entre SP y FR

Se contempla ahora un escenario que permitiría hacer un mayor uso de las interconexiones, ya que de esta manera se podría disminuir el recorte de renovables, pudiendo ser aprovechado por el país vecino, Francia.

Se muestra en la tabla 4.38 los resultados generales con respecto al uso de renovables:

Tabla 4.38 Resultados uso renovables.

Resultados generales	Caso 0	Caso 1
Uso de renovables (% demanda)	72.92	75.05
Recorte (TWh)	6.08	3
Recorte (% VRE gen.)	0.67	0.33

Se puede observar en la tabla 4.38, al igual que en la tabla 4.39, la gran mejora con respecto al uso de renovables que proporciona el incremento de la interconexión entre los dos países, superando el 74% de objetivo de uso de renovables que presenta España para 2030.

Tabla 4.39 Generación térmica y renovable.

Generación	[TWh]
Térmica	76.87
VRE + Hidráulica	220.50

Como muestra la tabla 4.40, la decisión de incrementar las líneas de interconexión ha sido correcta, ya que se produce un incremento de su uso, evitando el desaprovechamiento de la energía renovable sobrante.

Tabla 4.40 Uso de interconexiones.

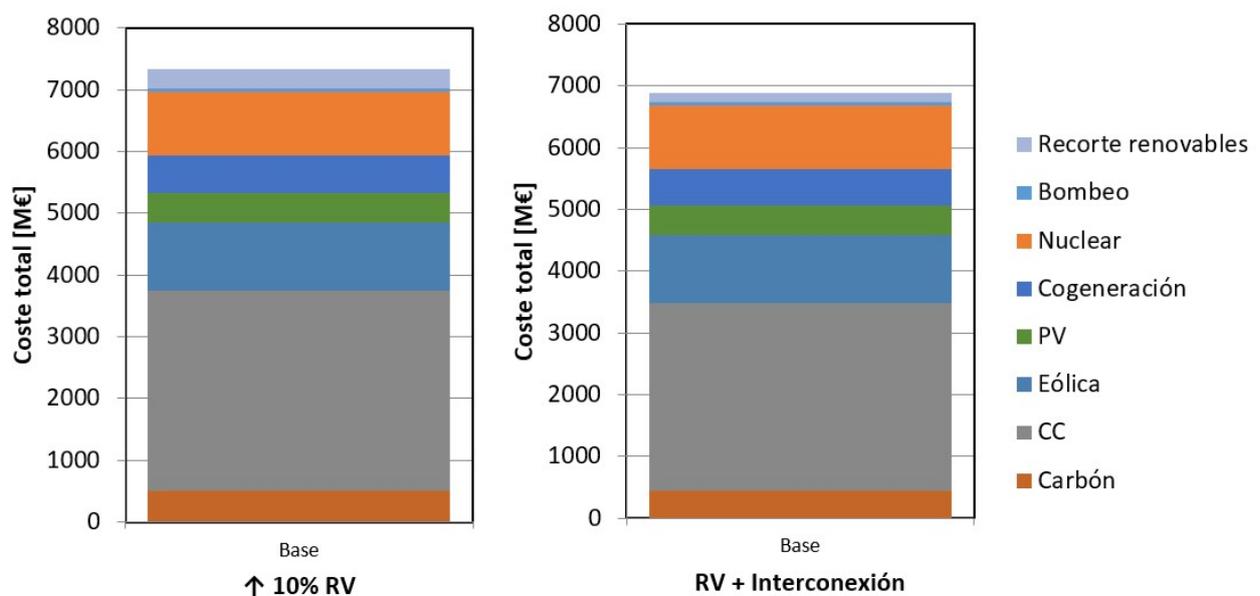
Interconexión	↑ sobre caso 0 [TWh]
SP→FR	9.78
FR→SP	7.39
SP→PT	4.77
PT→SP	0.14

- **Costes** Para mostrar dónde se producen los cambios en los costes, se muestra la tabla 4.41. En ella se observa la evolución del coste con respecto al caso con incremento de renovables del 10%. Como ya se ha ido observando en los escenarios previos, el ahorro mayor se obtiene de la disminución del uso de ciclos combinados y las penalizaciones, las cuales tenían un valor muy elevado debido al gran recorte de energía renovable.

Tabla 4.41 Desglose de costes.

	Caso 1 VS Caso 0
Carbón	-11
Eólica	0
PV	0
CC	-51
Nuclear	0
Cogeneración	-2
Bombeo	-1
Penalizaciones	-35

De nuevo se muestran dichos costes de manera gráfica, en la Fig. 4.19, siendo muy destacable la disminución total de costes, especialmente por el menor uso de CC:

**Figura 4.19** Costes escenarios simulados.

Para estudiar la rentabilidad del escenario en curso, se muestra en la tabla 4.42 los costes de

las nuevas instalaciones de interconexión y el ahorro anual que se consigue con dicha inversión (calculado con respecto al caso 0). Se ha considerado el coste de la interconexión asumiendo que se obtuviese la subvención mencionada en el apartado de incremento de interconexión entre FR y SP.

Tabla 4.42 Costes y ahorro escenario.

	[MW]	Coste [M€]
↑ Interconexión	4500	765.09
Ahorro anual [M€]	439.94	

Como se deduce de la tabla mostrada, es una inversión muy rentable, debido al enorme ahorro que proporciona la instalación. En un periodo de 2 años estaría amortizada, y comenzaría a proporcionar beneficios, con un payback de 1.74. En el caso de que no se obtuviese dicha subvención, el periodo mencionado aumentaría a 3 años.

Combinación de los dos escenarios previos

Tras analizar los buenos resultados que proporcionan las inversiones realizadas en los dos apartados previos, se plantea la combinación de dichos escenarios, incrementando la capacidad de interconexión entre SP y FR y aumentando la potencia instalada en bombeo en SP.

Se muestra en la tabla 4.43 los resultados generales con respecto al uso de renovables:

Tabla 4.43 Resultados uso renovables.

Resultados generales	Caso 0	Caso 1
Uso de renovables (% demanda)	72.92	75.34
Recorte (TWh)	6.08	2.58
Recorte (% VRE gen.)	0.67	0.28

Se obtienen unos resultados muy satisfactorios, ya que se supera el valor del 74% de uso de renovables, además de obtener una gran disminución en los recortes, lo cual se verá enormemente reflejado en el ahorro.

El mencionado aumento de generación renovable puede apreciarse en la tabla 4.44:

Tabla 4.44 Generación térmica y renovable.

Generación	[TWh]
Térmica	76.43
VRE + Hidráulica	220.93

Con respecto al uso de las interconexiones, mostrado en la tabla 4.45, se obtiene un incremento bastante destacable, siendo este superior al que se alcanza con la interconexión y sin el bombeo, ya que con el bombeo España puede utilizar mejor la energía propia y acaba exportando una cantidad menor de energía de Francia.

Tabla 4.45 Uso de interconexiones.

Interconexión	↑ sobre caso 0 [TWh]
SP→FR	9.39
FR→SP	7.16
SP→PT	4.70
PT→SP	0.15

Costes Para mostrar dónde se producen los cambios en los costes, se muestra la tabla 4.46. En ella se observa la evolución del coste con respecto al caso con incremento de renovables del 10%. De igual manera que en los casos previos de cuya combinación surge este escenario, el ahorro mayor se obtiene de la disminución del uso de ciclos combinados y las penalizaciones, las cuales tenían un valor muy elevado debido al gran recorte de energía renovable.

Tabla 4.46 Desglose de costes.

	Caso 1 VS Caso 0
Carbón	-12
Eólica	0
PV	0
CC	-51
Nuclear	0
Cogeneración	-2
Bombeo	1
Penalizaciones	-36

En la Fig. 4.20 se muestran de forma gráfica los resultados mencionados, permitiendo visualizar de una manera directa el ahorro del nuevo escenario.

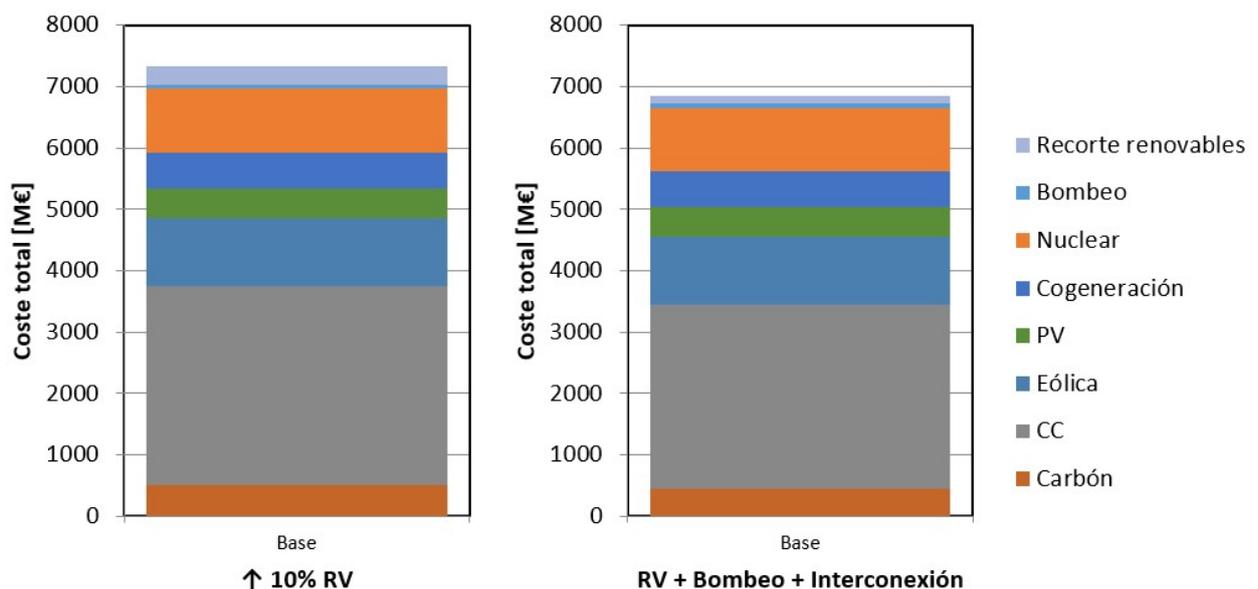


Figura 4.20 Costes escenarios simulados.

Finalmente, para estudiar la rentabilidad del escenario en curso, se muestran en la tabla 4.47 los

costes de las nuevas instalaciones de interconexión y bombeo, y el ahorro anual que se consigue con dicha inversión. Se ha considerado el coste de la interconexión asumiendo que se obtuviese la subvención mencionada en el apartado de incremento de interconexión entre FR y SP, y el incremento en el bombeo se realiza proporcionalmente a la potencia instalada.

Tabla 4.47 Costes y ahorro escenario.

	[MW]	Coste [M€]
↑ Interconexión	4500	765.09
↑ Bombeo semanal	887	344.16
↑ Bombeo diario	139	53.93
Ahorro anual [M€]	480.01	

Mediante los datos de la tabla mostrada, se obtiene una amortización final de 3 años, confirmando la rentabilidad de las inversiones, presentando un payback de 2.42.

4.3.4 Eliminación de las centrales de carbón, las centrales nucleares y ambas simultáneamente en España

Este apartado se realiza para plantear 3 posibles escenarios a los cuales se pretende llegar en un futuro próximo. Dichos escenarios son los siguientes, todos con respecto al parque de generación español:

- Caso 1: Eliminar toda la generación mediante carbón
- Caso 2: Eliminar toda la energía nuclear instalada
- Caso 3: Eliminar el carbón y la energía nuclear simultáneamente

Es evidente que dichos escenarios no van a alcanzarse por sí solos, sino que irán acompañados de un cambio total en el parque de generación, acompañados por nuevas instalaciones de generación renovable y por sistemas de almacenamiento, pero aquí se pretende simular el efecto que causaría por sí solo.

Los resultados obtenidos para dichos escenarios son los siguientes:

Caso 1. No presenta problemas de pérdida de carga a pesar de eliminar las centrales de carbón, ya que España presenta un parque de ciclos combinados muy potente. Lo que se observa es que obtenemos unos costes superiores, que se mostrarán a continuación, al caso con presencia de carbón, ya que la energía producida por las centrales de carbón es sustituida por generación más costosa.

Caso 2. De igual forma, no presenta problemas de pérdida de carga a pesar de eliminar las centrales nucleares, ya que lo resuelve generando más energía mediante centrales de carbón y ciclos combinados. Aparecen unos costes bastante superiores al caso anterior, debido al elevado coste de los combustibles y al incremento de CO₂ generado (ya que la energía nuclear se considera una energía "limpia" por no emitir CO₂ a la atmósfera).

Caso 3. No presenta problemas de pérdida de carga a pesar de eliminar las centrales nucleares y las de carbón, ya que lo resuelve generando dicha energía mediante ciclos combinados y cogeneración. Presenta unos costes bastante superiores debido al coste superior de los combustibles y al incremento de emisiones de CO₂.

Para mostrar mayor información con respecto a los casos simulados se muestran las tablas siguientes, mediante las cuales se podrá entender mejor la evolución que siguen los distintos parámetros

que se ven afectados por las modificaciones realizadas. Además, se mostrará con mayor detalle lo comentado previamente.

Se muestra a continuación la situación del parque de generación para cada uno de los escenarios, seguido del factor de utilización de cada una de las unidades de generación. En dichas tablas, 4.48 y 4.49, se observa lo ya mencionado, cómo al perder ciertas unidades de generación térmicas se suple con otras, mayormente ciclos combinados. Esto se debe al enorme parque de ciclos combinados que presenta España.

Tabla 4.48 Potencia instalada.

Potencia instalada [MW]	Caso base	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Carbón	1170	-	1170	-
CC	24703	24703	24703	24703
Hidráulica	17296	17296	17296	17296
Eólica	50258	50258	50258	50258
PV	44185	44185	44185	44185
Cogeneración	1615	1615	1615	1615
Nuclear	2736	2736	-	-
Bombeo	6837	6837	6837	6837

Tabla 4.49 Factor de utilización del parque de generación.

Factor utilización [%]	Caso base	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Carbón	94.28	-	99.97	-
CC	18.56	22.48	28.41	33.05
Hidráulica	12.37	12.37	12.37	12.37
Eólica	23.03	23.03	23.03	23.03
PV	21.21	21.21	21.21	21.21
Cogeneración	99.87	99.87	100	100
Nuclear	100	100	-	-
Bombeo	44.17	43.36	43.38	43.39

Las modificaciones en los intercambios entre países se observan en la tabla 4.50. Como era de esperar, España disminuye su exportación de energía a los países vecinos, aumentando la energía que recibe de los mismos, ya que pierde generación propia.

Tabla 4.50 Uso de interconexiones.

Interconexiones [% uso]	Caso base	Caso 1	Caso 2	Caso 3
SP→FR	20.55	20.23	19.90	19.86
FR→SP	50.30	50.31	50.42	50.44
SP→PT	27.74	24.11	21.6	21.28
PT→SP	1.34	1.43	1.55	1.92

Costes Estos escenarios son diferentes a los estudiados hasta ahora, ya que todo lo que se planteaba eran soluciones para el sistema eléctrico que trajesen consigo mejoras y ahorros, mientras que los escenarios planteados en este caso son una simple muestra de los cambios que traería consigo

el eliminar las centrales térmicas (excluyendo los ciclos combinados, ya que siguen siendo muy necesarios) de España. No se alcanzarán ahorros, sino que los costes aumentarán, como se puede ver en las tablas a continuación.

El caso 1 implica la eliminación de las centrales de carbón, siendo el caso 2 la eliminación de las centrales nucleares y el caso 3 la combinación de ambos escenarios (dando lugar al escenario más costoso planteado). Dichos escenarios son a lo que se pretende llegar en un futuro, combinado con un aumento de la generación renovable y de la capacidad de almacenamiento.

Tabla 4.51 Costes y ahorros escenarios.

	[M€/año]	Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3
España	Coste total	7419.18	7462.35	7815.99	7933.82
	Ahorro caso base	-	-43.17	-396.80	-514.64
Francia	Coste total	25877.05	25884.94	25892.96	25909.15
	Ahorro caso base	-	-7.89	-15.91	-32.10
Portugal	Coste total	1266.47	1326.07	1367.10	1378.09
	Ahorro caso base	-	-59.61	-100.64	-111.62

Como se puede observar en la tabla 4.51, los escenarios simulados provocan un incremento de los costes en los 3 países, no solo en España, ya que se pierde energía que era menos costosa, en principio, en el sistema completo. Evidentemente, el escenario de mayor coste es el caso 3, el que implica eliminar tanto las centrales de carbón como las nucleares.

Se observa a continuación el desglose de dichos valores en la tabla 4.52 para poder entender mejor cada escenario:

Tabla 4.52 Desglose de costes.

		Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Coste España [M€/año]	Carbón	516.05	0.00	543.24	0.00
	Eólica	1005.16	1005.16	1005.16	1005.16
	PV	441.85	441.85	441.85	441.85
	CC	3635.25	4194.80	5039.43	5700.47
	Nuclear	1035.20	1035.20	0.00	0.00
	Cogeneración	594.08	594.08	594.75	594.75
	Bombeo	58.02	57.58	57.60	57.61
	Penalizaciones	133.57	133.67	133.95	133.98

En dicha tabla se muestran los costes desglosados por nudos y por tipo de generación (y las penalizaciones), para el caso base y para cada uno de los escenarios simulados.

La misma información se muestra en la Fig. 4.21, mediante gráfico de colores, para visualizar las diferencias entre los casos más directamente, y los costes de cada uno de ellos. En dicha imagen se visualiza muy fácilmente el incremento de los costes de cada escenario:

Para poder observar con mayor facilidad cómo evoluciona cada parámetro en cada escenario, y el ahorro (o coste) que provoca su evolución, se muestra la tabla 4.53, calculada con respecto al coste total del nudo español. Los resultados que se observan indican el incremento o disminución (%) con respecto al caso base, siendo negativos si disminuyen y suponen un ahorro, y positivos si, por el contrario, aumentan y suponen un coste.

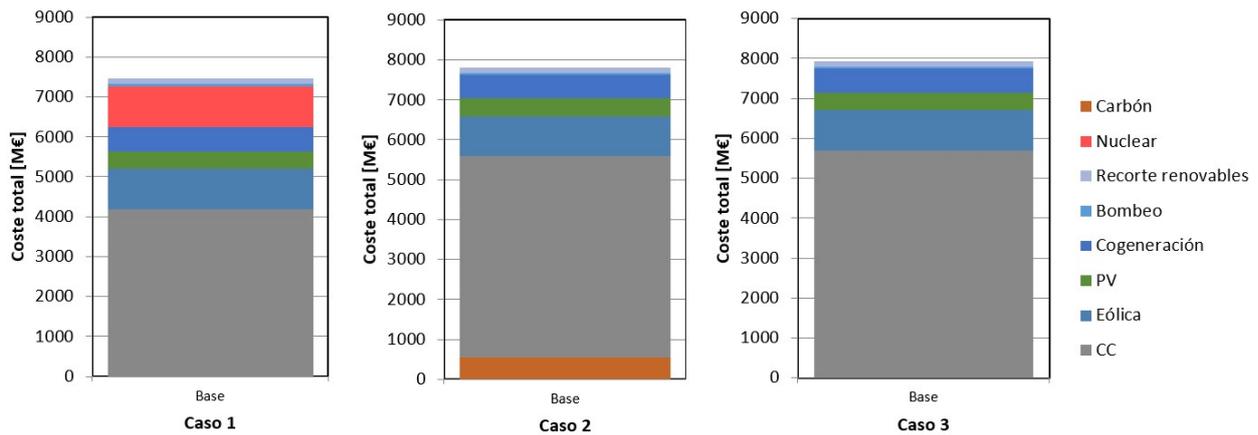


Figura 4.21 Costes escenarios simulados.

Tabla 4.53 Desglose de costes.

		Caso 1 VS Base	Caso 2 VS Base	Caso 3 VS Base
		[%]	[%]	[%]
España	Carbón	-1196	7	-100
	Eólica	0	0	0
	PV	0	0	0
	CC	1296	354	401
	Nuclear	0	-261	-201
	Cogeneración	0	0	0
	Bombeo	-1	0	0
	Penalizaciones	0	0	0

Como era de esperar, la gran disminución de generación que se provoca al eliminar las centrales de carbón tiene que ser compensada mediante un importante incremento en la generación de energía mediante el uso de ciclos combinados. Tanto en Portugal como en Francia también se provoca un aumento de la generación mediante diferentes térmicas.

Con respecto al estudio de viabilidad de dichos proyectos, al ser este un escenario que no provoca ahorros de por sí como ya se ha mencionado previamente (ya que se elimina generación térmica, pero se suple por otra diferente), no tiene sentido realizarlo. Cada uno de los tres escenarios provoca un incremento de costes, y debería suplirse por otro tipo de generación, que fuese generación limpia, y añadir almacenamiento para apoyar a dicha generación.

4.3.5 Incremento del almacenamiento en Francia

En este último escenario se plantea tratar de mejorar los problemas que se presentan en Francia, relacionados con la pérdida de carga debida a la falta de generación en ciertos momentos del año. Para ello se decide estudiar la viabilidad de la instalación de nuevas baterías en Francia, para permitir una mejor gestión de la energía y así obtener unos mejores resultados con respecto a la pérdida de carga. Dicha solución requerirá de unas baterías de gran tamaño que se plantean en la herramienta, como el resto de unidades de generación instaladas, como una instalación única, pero que en la realidad consistirían en unidades menores de almacenamiento dispersas por todo el sistema francés.

Se plantea el uso de baterías de ion litio, por ser las más desarrolladas actualmente. Dicha instalación se espera que permita gestionar la energía de una forma más inteligente, cargando dichas baterías en los momentos en los que haya exceso de generación, y utilizando dicha energía en los momentos en los que exista un defecto de la misma. Además, se espera que esto provoque una disminución de generación térmica, para permitir un mejor uso de la energía renovable, disminuyendo así las emisiones de CO₂ (y, por lo tanto, el coste).

Se han simulado varios escenarios, pero únicamente se muestra uno de ellos, ya que todos provocaban el mismo recorte en el caso español. Dicha batería es de 5.5 GW de potencia y 20 GWh de almacenamiento.

Los resultados principales obtenidos para dicho escenario se presentan en la tabla 4.54, mostrando en las dos primeras columnas la potencia y la energía del dispositivo de almacenamiento:

Tabla 4.54 Resultados principales.

Escenario	P [GW]	E [GWh]	LOL FR total [TWh]	Recorte SP [TWh]
Sin batería	-	-	0.3880	2.6710
Caso 1	5.5	20	0.0690	1.3901

En dicha tabla se presentan los valores totales de LOL de Francia, junto al valor de recorte de renovables que sufre España. En este escenario, a pesar de que España sigue disponiendo de más energía que podría aprovechar Francia, no se consigue una mayor mejora del LOL ya que la interconexión entre dichos países queda saturada.

Como se puede observar en la tabla resumen superior, al instalar mayor potencia de almacenamiento se obtiene valores menores de pérdida de carga, como cabía esperar, debido a la mejor gestión de la energía. Además, hay un beneficio extra, ya que al instalar las baterías se consigue disminuir el recorte de renovables en España, incrementando el uso de las interconexiones y disminuyendo el coste en dicho país.

Para mostrar mayor información con respecto al escenario simulado se muestra la tabla siguientes, mediante las cuales se podrá entender mejor la evolución que siguen los distintos parámetros que se ven afectados por dicha modificación. Además, se mostrará con mayor detalle lo comentado previamente.

Tabla 4.55 Resultados uso renovables.

Resultados generales	Caso base	Caso 1
Uso de renovables (% demanda)	68.85	69.84
Recorte (TWh)	2.67	1.39
Recorte (% VRE gen.)	0.32	0.21

Aparte de los valores de LOL y recorte, ya mencionados previamente, se puede observar en la tabla 4.55 qué porcentaje de la demanda se supe con energías renovables, siendo este valor superior para el escenario con baterías. Además, hay una disminución del recorte de renovables ya que al disponer Francia de mayor capacidad de almacenamiento puede acumular energía renovable de España obtenida mediante la interconexión, para utilizarla en momentos en los cuales presente LOL.

Así se consiguen mejorar ambos parámetros.

Se observa lo mencionado en la tabla 4.56, cómo España presenta un aumento de su generación renovable:

Tabla 4.56 Generación térmica y renovable.

Generación [TWh]	Caso base	Caso 1
Térmica	87.91	84.99
VRE + Hidráulica	202.23	205.09

Para acompañar dicha información, se muestra el factor de utilización de las distintas unidades de generación en la tabla 4.57. Se observa la disminución del uso de los ciclos combinados y de la cogeneración, permitiendo además un aumento del uso de la energía hidráulica.

Tabla 4.57 Utilización unidades de generación.

	Utilización [%]	
	Caso base	Caso 1
Carbón	94.28	94.28
CC	18.56	17.23
Hidráulica	12.37	14.26
Eólica	23.03	23.03
PV	21.21	21.21
Cogeneración	99.87	99.47
Nuclear	100	100
Bombeo	44.17	44.25

Otra de las ventajas que aporta la instalación de baterías y el tener un sistema eléctrico con un mejor funcionamiento es el incremento de uso de las líneas de interconexión entre países, permitiendo un mejor aprovechamiento de la energía. No sólo provoca un aumento del intercambio entre España y Francia, como era de esperar, sino que repercute también en los intercambios entre España y Portugal, como se observa en la tabla 4.58.

Tabla 4.58 Uso de interconexiones.

Interconexiones [% uso]	Caso base	Caso 1
SP→FR	20.55	20.70
FR→SP	50.30	50.64
SP→PT	27.74	28.17
PT→SP	1.34	1.78

5 Conclusiones y trabajos futuros

5.1 Conclusiones

5.1.1 Herramienta FlexTool

A lo largo del trabajo se han mostrado todas las virtudes de la herramienta FlexTool, la cual presenta un gran potencial, siendo aún más destacable por el hecho de ser de software libre. El desarrollo de herramientas similares a la presentada, y su uso para realizar estudios, será de una importancia enorme para el correcto desarrollo de los sistemas eléctricos. Aunque esta herramienta es un poco compleja de comprender al principio, ya que no hay mucha documentación que acompañe a la misma, cabe destacar que la versión 2 de FlexTool, publicada en abril de 2020, trae consigo mayores explicaciones, permitiendo una comprensión de la herramienta más rápida para el usuario. A pesar de ello, se necesita de una mayor visibilidad de la herramienta para que cada vez llegue a más investigadores y entidades, pudiendo así desarrollarse cada vez más.

Uno de los grandes problemas para realizar trabajos similares a este radica en la dificultad para localizar los datos de consumo y generación de cada uno de los países. Todos estos datos son necesarios para estos estudios, por lo que existe una necesidad real de una mayor transparencia en los datos de los reguladores del sistema eléctrico de cada país, ya que dichos estudios benefician a todo el conjunto de países interconectados, como se ha ido mostrando en el trabajo realizado.

5.1.2 Resumen de resultados

Para proporcionar una visión general de los escenarios simulados en este trabajo, se muestra la tabla 5.1, que presenta una breve descripción de los mismos:

Tabla 5.1 Descripción escenarios simulados.

Escenario	Descripción del escenario
A	Situación prevista en 2030 (escenario de referencia)
B	Escenario de ref + incremento 10 % potencia instalada de RV (A +10 % RV)
C	Escenario de ref + incremento potencia instalada de bombeo del 15 % (A + 15 Bom.)
D	Escenario B + incremento de bombeo del 15 % (B + 15 Bom.)
E	Escenario de ref + incremento potencia de interconexión 4,5 GW (A + 4,5 int.)
F	Escenario B+ incremento de interconexión 4,5 GW (B + 4,5 int.)
G	Escenario C+ batería 5/10 (C + bat. 5/10)
H	Escenario F + incremento de interconexión 4,5 GW (D + 4,5 int.)

Se observa en la tabla 5.2 las variaciones que han ido presentando cada escenario con respecto al escenario de referencia:

Tabla 5.2 Variaciones en relación al escenario A (escenario de referencia).

Escenario	↑ RV (%)	↑ Bombeo (%)	↑ Interconexión (GW)	↑ Batería (GW/GWh)
A	0	0	0	0
B	10	0	0	0
C	0	15	0	0
D	10	15	0	0
E	0	0	4.5	0
F	10	0	4.5	0
G	0	15	0	5/10
H	10	15	4.5	0

Para hacer un breve comentario sobre los escenarios simulados, se muestra previamente la tabla 5.3, la cual presenta un resumen de los resultados principales obtenidos para los escenarios que han sido estudiados en profundidad:

Tabla 5.3 Efectos causados por las modificaciones.

Escenario	Uso VRE (% demanda)	Recorte VRE (%)
A	68.9	0.32
B	72.9	0.67
C	69.1	0.27
D	73.5	0.58
E	69.8	0.15
F	75.0	0.33
G	69.5	0.21
H	75.3	0.28

Con respecto a los estudios económicos, están descritos en el apartado correspondiente a cada uno de los escenarios descritos. Como conclusión general, cabe mencionar que el escenario base español para 2030 parece adecuadamente dimensionado, ya que cualquier escenario más ambicioso, con los medios técnicos actuales, no lleva a una mejora sustancial, ni económicamente viable (en términos generales).

Los escenarios simulados basados en incremento de renovables no resultan rentables, al producirse un incremento destacable del recorte de renovables y requerir una inversión económicamente no razonable. Sólo se justificarían dichas instalaciones forzado por requerimientos ambientales o legislativos. Además, como era de esperar, el aumento de almacenamiento (mediante bombeo o baterías) provoca una mejora en dichos escenarios, debido a la disminución del recorte de renovable.

En contrapartida, los escenarios que implican aumento de la interconexión con Francia sí que proporcionan resultados razonables, llevando a inversiones rentables. Sin embargo, es importante tener en cuenta que el resultado de dichos escenarios es muy dependiente de cómo gestione Francia su propia red a futuro.

5.1.3 Limitaciones del estudio

El resultado de este estudio se estima que puede dar una visión bastante aproximada del escenario energético español del 2030 y cómo podría verse afectado dicho escenario al aplicar diferentes variaciones sobre sus componentes.

El hecho de utilizar un nudo único para el estudio (que en su momento se consideró la única posibilidad viable para el alcance del TFM) causa que no se estén considerando las variaciones que provoca las limitaciones físicas de la red (mercado de restricciones técnicas). En cualquier caso, la casuística de las restricciones técnicas del sistema eléctrico presenta una componente aleatoria (fallos de centrales, líneas, etc.) que no puede ser considerada por un estudio como el realizado. Lo anterior provoca que, aunque se intente maximizar el uso de energías renovables, cualquier sistema eléctrico requiera disponer de medios de reserva con respuesta rápida para cubrir la demanda en cualquier momento. En España, este cometido será probablemente encomendado a los ciclos combinados, ya que presentan una potencia instalada elevada.

5.2 Trabajos futuros

La herramienta FlexTool presenta un gran potencial, como se ha podido demostrar a lo largo del estudio, por lo que tras este trabajo aún presenta muchas posibilidades de mejora:

- Un aspecto muy importante de la misma que no se ha trabajado en este estudio es la herramienta de INVEST, mediante la cual es posible, tras analizar la situación del sistema eléctrico mediante el despacho económico, determinar cuáles serían las mejores inversiones para obtener un parque de generación lo más económico posible, y/o para solucionar los problemas que se hayan obtenido mediante dicho despacho económico. Esta herramienta es capaz de dar muchísimo juego y de prestar una gran ayuda para los estudios a largo plazo de los sistemas eléctricos.
- Una mejora posible del trabajo sería modelar España y sus países colindantes como varios nudos, con sus líneas correspondientes de transporte, en lugar de como un nudo único. De esta manera los resultados irían más de la mano de la geografía de cada país, y se obtendrían unos resultados más similares a la realidad. Dicho modelo se hizo de nudo único debido a los enormes tiempos de cálculo que presentaría la herramienta en caso contrario, además de la cantidad de datos extra que serían necesarios.
- Para obtener unos resultados más reales y completos, que incluyan todos los costes, sería necesario contemplar una metodología de mercado, ya que el programa sólo incluye costes técnicos de la generación. Se deberían contemplar los costes de la energía intercambiada entre países, ya que dicha energía no se contabiliza en los costes finales.

Apéndice A

Casos simples usando la herramienta Flextool

El uso de la herramienta Flextool, a pesar de parecer muy sencillo e intuitivo a simple vista, requiere del conocimiento de muchos detalles y mucha práctica para poder alcanzar unos buenos resultados. Dicho proceso puede resultar, y en el caso de este trabajo así fue, bastante arduo, por lo que se decidió realizar de partida unos casos muy simples que pudieran servir de aprendizaje previo para casos más complejos. Para facilidad del lector, se muestran a continuación los casos simples estudiados, esperando que así se pueda lograr un acercamiento al uso de dicha herramienta. Para el uso de Flextool se recomienda comenzar por casos sencillos como los siguientes, haciendo un pequeño análisis de los resultados que proporciona el programa.

Para cada uno de los apartados que se comentarán a continuación se requiere de unos datos básicos (dicha información puede ampliarse en el apartado de “Datos de partida”, aquí será mencionado de forma somera):

- Ciertos valores de penalizaciones, entre los que se encuentran la penalización económica por pérdida de carga, por no satisfacer las reservas impuestas y por recorte de renovables.
- Nudos implicados en el estudio, con sus correspondientes valores de demanda e intercambios, y la capacidad de interconexión entre ellos.
- Parque de generación presente en cada nudo de la red. De dichas unidades será necesario conocer sus costes, eficiencia, mínima carga, rampas de subida y bajada y vida útil de las mismas, entre otros datos.
- Información sobre los combustibles requeridos por cada unidad de generación, su coste por MWh y sus emisiones correspondientes de CO₂.
- Series temporales horarias, siendo necesarias: demanda, generación renovable (hidráulica, fotovoltaica y eólica, mayormente), reservas requeridas e intercambios entre nudos.

Se muestran a continuación los casos simples simulados:

A.1 Nudo único con generación térmica y demanda

Este caso se eligió como caso base, para comprobar que la herramienta funcionaba de un modo correcto dando un resultado razonable. Se tendrá un nudo único el cual presenta una demanda de 100 MWh y un único generador térmico de potencia instalada 100 MW.

Los resultados que se esperaban obtener en este caso eran que toda la generación la llevara a cabo el generador térmico y que no hubiera ningún tipo de problema de pérdida de carga. A continuación, en las Fig. A.1 y Fig. A.2 puede observarse que los resultados fueron los esperados:

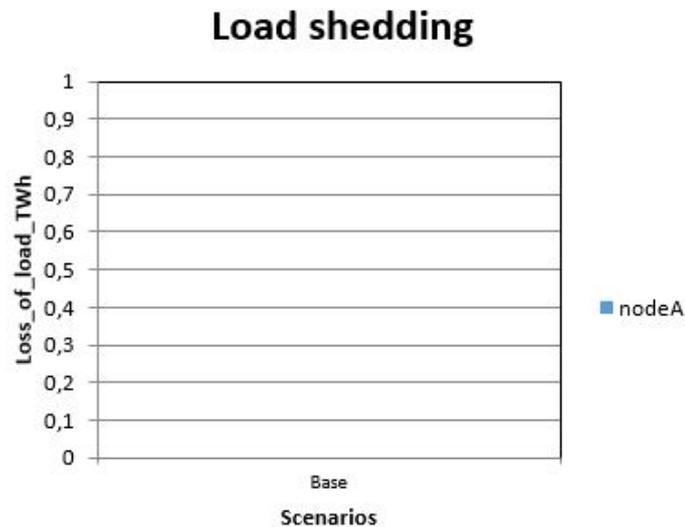


Figura A.1 Pérdida de carga.

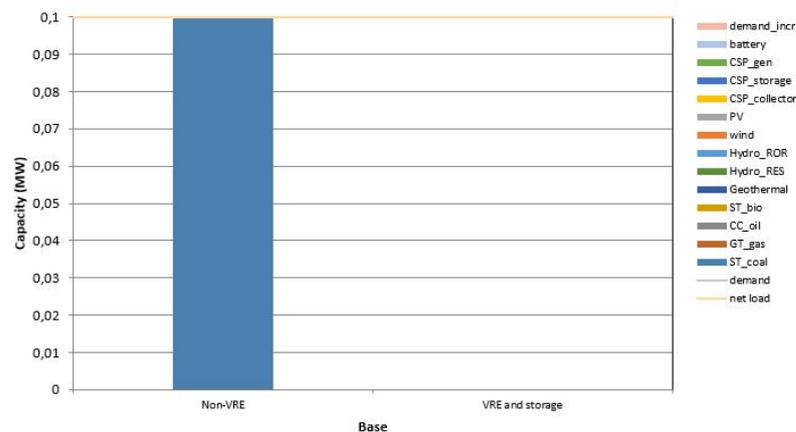


Figura A.2 Generación no renovable.

A.2 Nudo único con generación térmica, demanda y reservas

Este caso es similar al caso anterior, con la única diferencia de que se le impone al sistema que tenga 1 kWh de reserva. Se esperaba que los resultados de este apartado llevaran a una pérdida de carga, o algún problema similar, pero Flextool da los mismos resultados que en el caso anterior. La diferencia es que añade dicha reserva como proveniente de generación renovable, como se observa en la Fig. A.3. Esto se debe a que, como ya se ha mencionado previamente, Flextool intentará siempre dar una solución que pase por la generación renovable. Además, si se observa la expresión matemática del balance energético, se puede apreciar que las reservas no entran en dicha ecuación, por lo que sigue cumpliéndose dicho balance.

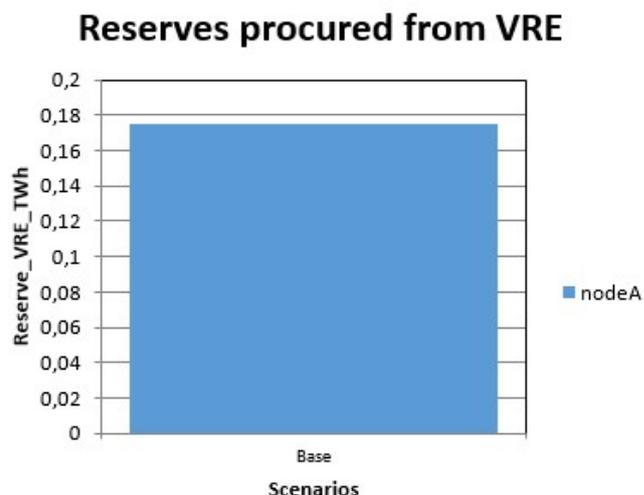


Figura A.3 Reservas mediante generación renovable.

A.3 Nudo único con generación térmica, demanda y exportaciones

En este ejemplo se duplica el caso base, pero se añaden 10 MWh de exportaciones. Puesto que las exportaciones sí que están presentes en el balance energético, en los resultados debería aparecer pérdida de carga.

Como se puede observar en las Fig. A.4 y Fig. A.5, se cumple lo esperado, ya que existirá pérdida de carga y por ello los costes subirán considerablemente, ya que la pérdida de carga estará enormemente penalizada.

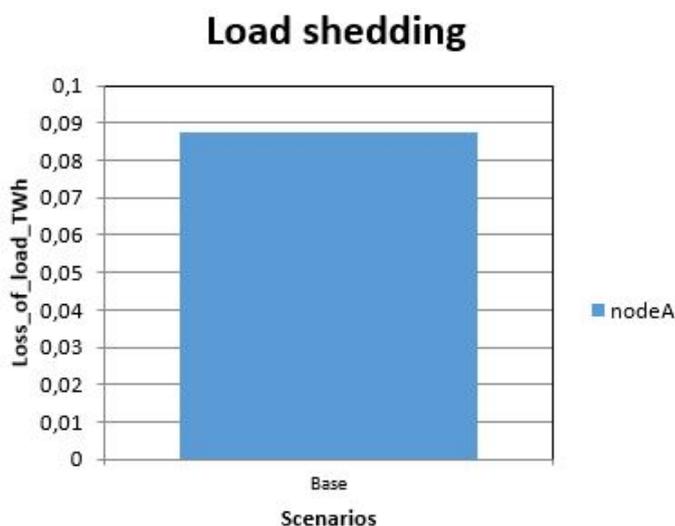


Figura A.4 Pérdida de carga.

A.4 Nudo único con generación térmica, demanda e importaciones

Este caso se realizó para comprender cómo trataba Flextool a las importaciones. Se hizo similar al caso base, pero bajando su gen térmica a 50 MW y añadiendo 50 MW de importaciones. Los resultados de este apartado fueron los esperados, no presentando pérdida de carga. Lo que se puede

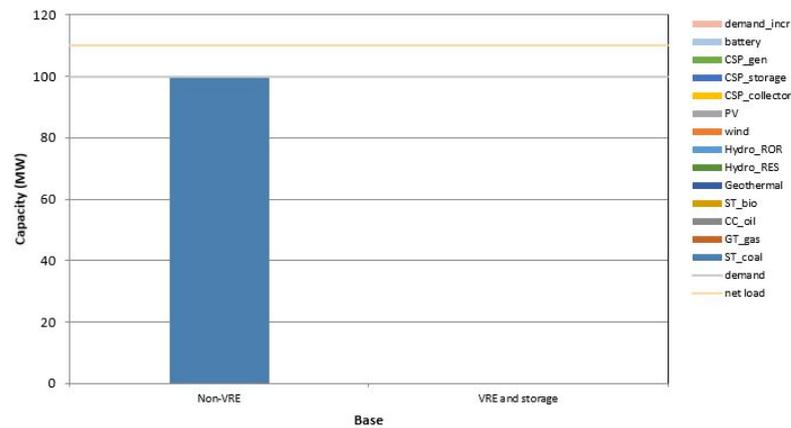


Figura A.5 Generación en el sistema.

resaltar de este caso es que el programa trabaja con las importaciones como si vinieran de una "bolsa" de energía, la cual viene de forma gratuita. Esto pone un poco difícil el trabajar con las importaciones de una forma lógica, que sería incluyendo el coste de las mismas. Habría que tenerlo presente cuando se haga uso de importaciones.

El coste en este caso, por lo tanto, fue la mitad que en el caso base.

A.5 Nudo único con generación mixta y demanda

Para comprender el uso que hacía el programa de la generación renovable se modifica el caso base, incluyendo la misma demanda anterior, pero con 50 MW instalados de generación térmica y 50 MW instalados de generación renovable, en este caso eólica. Para este caso se debe incluir la serie temporal de la generación eólica, esperando que nos aparezcan pérdidas de carga en los resultados, ya que dicha generación es intermitente, no alcanzando nunca el 100% de su capacidad.

A continuación, en la Fig. A.6, se muestra lo esperado:

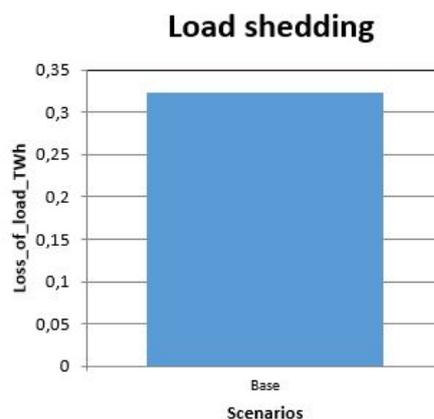


Figura A.6 Pérdida de carga.

A.6 Dos nudos conectados, con importaciones

En este caso se tienen dos nudos conectados, presentando el primero una demanda de 100 MWh y 50 MW de gen térmica y 50 MW de importaciones. El segundo presenta una demanda equivalente

y 150 MW de gen térmica. Este caso fue planteado para entender cómo trabaja con las conexiones la herramienta y para ver si primaba las importaciones o el intercambio de energía entre nudos.

Las conclusiones que pueden obtenerse de los resultados son que el programa primará las importaciones, presentando la red un exceso de generación por el generador del segundo nudo, como se observa en la Fig. A.7.

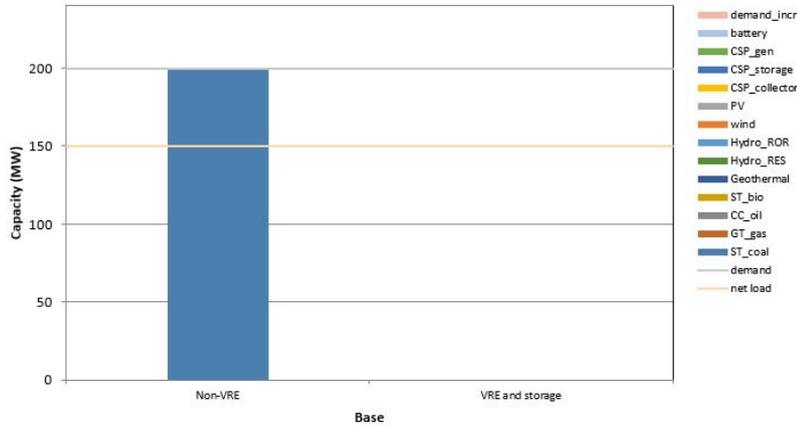


Figura A.7 Exceso de generación.

A.7 Dos nudos conectados, sin importaciones

Para finalizar, se modifica el caso anterior eliminando las importaciones. Lo que se espera es que el nudo con exceso de generación se encargue de satisfacer el déficit de generación del otro nudo. En este caso, si se analizan los resultados, se observó que lo esperado ocurría, pero aparece una leve pérdida de carga debido a las pérdidas en la línea de conexión de ambos nudos, como se observa en la Fig. A.8. Dichas pérdidas en la línea son definibles en la herramienta, tomándose como un 1% en este caso.

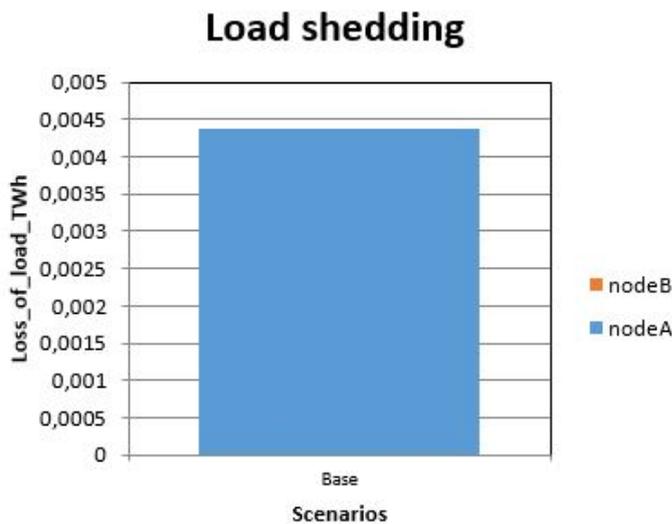


Figura A.8 Pérdida de carga.

Índice de Figuras

1.1	Funcionamiento general de FlexTool	3
1.2	Modo inversión	3
1.3	Proceso FlexTool	4
1.4	Proceso de modelado	4
1.5	Datos de entrada requeridos	5
1.6	Datos y variables del modelo	6
1.7	Selección de periodos representativos	9
1.8	Tiempos de resolución	9
1.9	Resultados principales	10
1.10	Pestaña master	11
1.11	Pestaña GridNode	11
1.12	Pestaña Unit_type	12
1.13	Pestaña fuel	12
1.14	Pestaña units	12
1.15	Pestaña NodeNode	13
1.16	Pestaña Ts_cf	13
1.17	Pestaña Ts_inflow	13
1.18	Pestaña Ts_energy	14
1.19	Pestaña Ts_reserves	14
1.20	Pestaña Ts_time	14
1.21	Resumen pestañas	15
1.22	Pestaña summary_D	15
1.23	Pestaña node_plot	16
1.24	Pestaña genType_elec	16
1.25	Pestaña genType_elec_plot	17
1.26	Pestaña units_elec	17
1.27	Pestaña units_elec_plot	18
1.28	Pestaña storageContent_elec	18
1.29	Pestaña genUnit_elec_plot	19
1.30	Pestaña costs_plot	19
1.31	Pestaña costs_unittype	20
1.32	Pestaña costs_t	20
1.33	Archivo master	21
1.34	Pestaña sensitivity_definitions	21
1.35	Abreviaturas modelo matemático	22
1.36	Objetivo de los estudios	25

1.37	Principales retos Colombia	25
1.38	Mapa de nudos colombiano	26
1.39	Evolución esperada mix generación 2017-2030	27
1.40	Comparativa de una semana entre año de referencia y año seco	28
1.41	Resultados sistema eléctrico colombiano 2030	28
1.42	Mix de generación con y sin inversiones 2030	28
1.43	Comparación de los costes anuales para los escenarios de 2030 con y sin inversiones	29
1.44	Recorte de renovables para diferente penetración PV	29
1.45	Principales retos Uruguay	30
1.46	Evolución mix de generación 2016-2030	31
1.47	Mapa nudos Uruguay	31
1.48	Comparativa de una semana entre año de referencia y año seco	32
1.49	Resultados Uruguay 2030	32
1.50	Mix de generación para 2030 del escenario de referencia con y sin inversiones, con el aumento de energías renovables	33
1.51	Comparación de los costes anuales para los escenarios de 2030 con y sin inversiones	34
1.52	Recorte de renovables para diferentes niveles de penetración PV para 2030	34
2.1	Red estudio	38
2.2	Generación horaria eólica España	41
2.3	Generación horaria eólica Francia	41
2.4	Generación horaria eólica Portugal	41
2.5	Generación PV horaria España	42
2.6	Generación PV horaria Francia	42
2.7	Generación PV horaria Portugal	42
2.8	Generación eólica mensual España	43
2.9	Generación eólica mensual Francia	43
2.10	Generación eólica mensual Portugal	43
2.11	Generación PV mensual España	44
2.12	Generación PV mensual Francia	44
2.13	Generación PV mensual Portugal	44
2.14	Generación hidráulica mensual España	45
2.15	Generación hidráulica mensual Francia	45
2.16	Generación hidráulica mensual Portugal	45
2.17	Demanda horaria España	46
2.18	Demanda horaria Francia	46
2.19	Demanda horaria Portugal	47
2.20	Demanda mensual España	47
2.21	Demanda mensual Francia	47
2.22	Demanda mensual Portugal	48
2.23	Exportaciones España-Marruecos	48
2.24	Intercambios Francia (excluyendo España)	49
3.1	Evolución de la demanda eléctrica peninsular en b.c. en los últimos 10 años (TWh)	52
3.2	Estructura de la generación eléctrica peninsular en 2016 y 2017 (%)	53
3.3	Evolución de la generación eléctrica renovable y no renovable peninsular (%):	54
3.4	Balance de energía eléctrica nacional	54
3.5	Balance de potencia eléctrica instalada a 31/12/2017 (sistema eléctrico nacional)	55
3.6	Coeficiente de utilización de las centrales térmicas peninsulares (%)	55
3.7	Evolución anual de los intercambios internacionales programados (GWh)	56

3.8	Intercambios internacionales de energía eléctrica programados por interconexión en 2017 (TWh)	57
3.9	Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Francia en 2017 (MW/MWh)	57
3.10	Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Portugal en 2017 (MW/MWh)	58
4.1	Predicción de la evolución del coste del gas natural	63
4.2	Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica 2015-2030(MW)	64
4.3	Evolución de potencia instalada de energías renovables (MW)	64
4.4	Mix generación España 2017	65
4.5	Mix generación España 2030	65
4.6	Mix generación Francia 2017	65
4.7	Mix generación Francia 2030	66
4.8	Mix generación Portugal 2017	66
4.9	Mix generación Portugal 2030	66
4.10	Generación y demanda caso base 2030	70
4.11	Generación y demanda caso base 2030	72
4.12	Generación y demanda de cuatro días de agosto	73
4.13	Generación y demanda de cuatro días de enero	73
4.14	LOLE(h) Europa para escenario con poca generación mediante carbón 2025	75
4.15	Costes escenarios simulados	78
4.16	Costes escenarios simulados	83
4.17	Costes escenarios simulados	86
4.18	Costes escenarios simulados	88
4.19	Costes escenarios simulados	89
4.20	Costes escenarios simulados	91
4.21	Costes escenarios simulados	95
A.1	Pérdida de carga	104
A.2	Generación no renovable	104
A.3	Reservas mediante generación renovable	105
A.4	Pérdida de carga	105
A.5	Generación en el sistema	106
A.6	Pérdida de carga	106
A.7	Exceso de generación	107
A.8	Pérdida de carga	107

Índice de Tablas

2.1	Coste de las penalizaciones	36
2.2	Coste de emisión CO2	37
2.3	Eficiencia de cada tipo de generación	37
2.4	Coste combustible	37
2.5	Nudos contemplados	37
2.6	Disponibilidades unidades de generación	38
2.7	Potencia instalada España	39
2.8	Potencia instalada Francia	39
2.9	Potencia instalada Portugal	40
2.10	Líneas de interconexión con países vecinos	40
3.1	Generación real VS Generación FlexTool	59
3.2	Resultados principales generación	59
3.3	Uso del parque de generación	59
3.4	Resultados principales generación	60
3.5	Uso del parque de generación	60
4.1	Resultados uso renovables	69
4.2	Generación térmica y renovable	69
4.3	Intercambios	69
4.4	Uso del parque de generación	70
4.5	Costes totales	71
4.6	Costes desglosados	71
4.7	Resultados escenarios simulados	75
4.8	Generación térmica y renovable	76
4.9	Factor de utilización de las unidades de generación	76
4.10	Uso interconexiones	76
4.11	Coste y ahorro por escenarios	77
4.12	Desglose de los costes	77
4.13	Comparativa de la evolución de los costes con respecto al coste de cada nudo	78
4.14	Costes y ahorros caso 1	79
4.15	Payback caso 1	79
4.16	Costes y ahorros caso 2	79
4.17	Payback caso 2	79
4.18	Resultados uso renovables	80
4.19	Generación térmica y renovable	80

4.20	Uso de interconexiones	81
4.21	Desglose de costes	81
4.22	Costes y ahorro escenario	81
4.23	Resultados uso renovables	82
4.24	Generación térmica y renovable	82
4.25	Uso de interconexiones	82
4.26	Desglose de costes	83
4.27	Costes y ahorro escenario	84
4.28	Resultados uso renovables	84
4.29	Generación térmica y renovable	85
4.30	Uso de interconexiones	85
4.31	Desglose de costes	85
4.32	Costes y ahorro escenario	85
4.33	Resultados uso renovables	86
4.34	Generación térmica y renovable	87
4.35	Uso de interconexiones	87
4.36	Desglose de costes	87
4.37	Costes y ahorro escenario	87
4.38	Resultados uso renovables	88
4.39	Generación térmica y renovable	88
4.40	Uso de interconexiones	89
4.41	Desglose de costes	89
4.42	Costes y ahorro escenario	90
4.43	Resultados uso renovables	90
4.44	Generación térmica y renovable	90
4.45	Uso de interconexiones	91
4.46	Desglose de costes	91
4.47	Costes y ahorro escenario	92
4.48	Potencia instalada	93
4.49	Factor de utilización del parque de generación	93
4.50	Uso de interconexiones	93
4.51	Costes y ahorros escenarios	94
4.52	Desglose de costes	94
4.53	Desglose de costes	95
4.54	Resultados principales	96
4.55	Resultados uso renovables	96
4.56	Generación térmica y renovable	97
4.57	Utilización unidades de generación	97
4.58	Uso de interconexiones	97
5.1	Descripción escenarios simulados	99
5.2	Variaciones en relación al escenario A (escenario de referencia)	100
5.3	Efectos causados por las modificaciones	100

Bibliografía

- [1] Power system flexibility for the energy transition, Noviembre 2018.
- [2] Colombia power system flexibility assessment, Noviembre 2018.
- [3] Uruguay power system flexibility assessment, Noviembre 2018.
- [4] Precios co2, Junio 2020.
- [5] The outlook for natural gas prices in new england, Mayo 2013.
- [6] Informe del sistema eléctrico español 2017, Octubre 2018.
- [7] Plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030, Julio 2011.
- [8] Baseline scenario of the total energy system up to 2050, Agosto 2017.
- [9] France: 50 % d'électricité renouvelable en 2030, Julio 2018.
- [10] Energía eólica de portugal, Marzo 2017.
- [11] Portugal: precios de la subasta fotovoltaica, Julio 2019.
- [12] Interconexiones internacionales, Diciembre 2017.
- [13] Datos consumo y generación, Junio 2020.
- [14] Transformation of europe's power system, Marzo 2016.
- [15] Annual energy outlook 2013, Septiembre 2013.
- [16] Wind, solar, coal and gas to reach similar costs by 2030: report, Octubre 2015.
- [17] Crude oil price forecast, Marzo 2017.
- [18] Power facts europe 2019, Febrero 2019.
- [19] Communication on achieving a 15 % electricity interconnection target, Noviembre 2019.
- [20] Electricity interconnection target, Marzo 2020.
- [21] Power facts europe 2019, Diciembre 2018.
- [22] El cable eléctrico del golfo de vizcaya, Octubre 2017.

- [23] Repsol obtiene la licencia ambiental para invertir 620 millones en la hidroeléctrica de aguayo, Junio 2020.
- [24] Power facts europe 2019, Octubre 2013.
- [25] A behind the scenes take on lithium-ion battery prices, Marzo 2017.
- [26] Lazard's levelized cost of energy analysis, Noviembre 2019.